

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ  
БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ

Филиал БНТУ «Институт повышения квалификации и переподготовки  
кадров по новым направлениям развития техники, технологии и экономики  
БНТУ»

Кафедра «Метрология и Энергетика»

Паперный Л.Е., Алейникова М.В.

## **Режимы работы нейтрали электроустановок напряжением 0,4-750 кВ**

Учебно-методическое пособие для слушателей курсов повышения  
квалификации энергетиков и студентов энергетического факультета БНТУ

Электронный учебный материал

Минск БНТУ 2015

УДК  
ББК  
Д

**Авторы:**

**Паперный Л.Е., Алейникова М.В.**

**Рецензент:**

Романенков В.Е., кандидат технических наук,  
доцент, ведущий научный сотрудник кафедры  
«Новые материалы и технологии» ИПК и ПК БНТУ

Учебно-методическое пособие предназначено для курсов повышения квалификации в ИПК и ПК БНТУ и может быть использовано специалистами предприятий ГПО «Белэнерго» и студентами энергетического факультета БНТУ.

Белорусский национальный технический университет,  
пр-т Независимости, 65, г. Минск, Республика Беларусь  
Тел. 2964732  
E-mail: rectorat@ipk.by  
Регистрационный номер №

© БНТУ, 2015

## Содержание

Введение .....	4
1 Основные термины, применяемые при выполнении и проектировании устройств заземления нейтрали сети .....	5
2 Режимы работы нейтрали в сети в сети 0,4 кВ .....	8
3 Принцип работы заземлителя .....	18
4 Назначение заземления нейтрали в сети 0,4 кВ .....	24
5 Особенности выполнения заземлителей в сетях 0,4 кВ с глухозаземленной нейтралью .....	300
6 Заземление нейтрали в сети 6-35 кВ .....	344
7 Режим изолированной нейтрали в сети 6-35 кВ .....	466
8 Защита от замыканий на землю в электрических сетях 6 – 35 кВ, работающих с изолированной нейтралью .....	655
9 Устройство контроля изоляции сети 6-35 кВ .....	700
10 Сети 6-35 кВ с нейтралью, заземленной через реактор (ДГР).....	77
11 Релейная защита сетей 6-35 кВ с нейтралью, заземленную через реактор (резонансное заземление нейтрали) .....	1011
12 Сети 6-35 кВ с резистивным заземление нейтрали .....	107
13 Релейная защита сети 6-35 кВ с резистивным заземлением нейтрали.....	122
14 Ограничение токов однофазных коротких замыканий в электрических сетях 110-220 кВ энергосистем .....	135
Список использованной литературы.....	149

## ВВЕДЕНИЕ

Выбор режима нейтрали электроустановок, которые по условиям электробезопасности в соответствии с ТКП-339-2011 разделяются на электроустановки напряжением до 1 кВ и выше 1 кВ, должен выбираться с учетом:

- бесперебойности электроснабжения приемников электроэнергии;
- экономичной работы энергосистемы;
- надежности сетей;
- электробезопасности системы;
- минимума потерь электроэнергии;
- возможности ограничения коммутационных перенапряжений;
- снижения электромагнитных влияний на линии связи;
- избирательности действия релейной защиты и простоты ее выполнения;
- возможности удержания поврежденной линии в работе;
- предотвращения развития в сети ферромагнитных явлений;
- возможности дальнейшего развития системы без значительной реконструкции.

Важным при работе электрической сети является режим работы нейтрали. Под нейтралью электрической сети понимают совокупность нейтральных точек обмоток трансформаторов (нулевой потенциал обмоток, соединенных в звезду) и соединяющих их проводников. Нейтраль может быть изолирована от земли, соединена с землей через активное или реактивное сопротивление, а также глухозаземленной. Режим заземления нейтрали исключительно важный вопрос при проектировании и реконструкции сети, так как он определяет:

- ток в месте повреждения и перенапряжения на поврежденных фазах;
- схему построения релейной защиты от замыканий на землю;
- выбор ОПН для защиты от перенапряжений;
- допустимое сопротивление контура заземления подстанции;
- безопасность персонала;
- надежность работы электрооборудования.

В настоящей работе разработаны все возможные режимы работы нейтрали электроустановок напряжением 0,4-750 кВ с точки зрения экономики и надежности работы электроустановки и электробезопасности, дано сравнение возможных режимов работы нейтрали, даны рекомендации по применению режимов работы нейтрали, по выполнению заземления

нейтрали при помощи резистора, нормирование величины сопротивления контура заземления нейтрали в сети 110-750 кВ в соответствии с напряжением прикосновения.

Настоящая работа может быть использована при обучении слушателей повышения квалификации, а также персоналом проектных организаций, оперативных служб, персоналом, обслуживающим электроустановки 0,4-750 кВ.

## **1 Основные термины, применяемые при выполнении и проектировании устройств заземления нейтрали сети**

*Электрическая сеть* – совокупность электроустановок для передачи и распределения электрической энергии, состоящая из подстанций, распределительных устройств, токопроводов, воздушных, кабельных линий электропередачи, работающих на определенной территории.

*Электрооборудование* – любое оборудование, предназначенное для производства, преобразования, передачи и распределения электрической энергии.

*Электроустановка* – совокупность машин, аппаратов, линий, вспомогательного оборудования (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенных для производства, преобразования, трансформации, передачи, распределения электрической энергии и преобразования ее в другой вид энергии (ГОСТ 30331.1-95).

*Глухозаземленная нейтраль* – нейтраль трансформатора или генератора, присоединенная к заземляющему устройству непосредственно или через малое сопротивление (например, через трансформаторы тока). К сетям с глухозаземленной нейтралью относятся сети напряжением 0,38 кВ и напряжением 110 кВ и выше.

*Изолированная нейтраль* – нейтраль трансформатора или генератора, не присоединенная к заземляющему устройству или присоединенная к нему через приборы сигнализации, измерения, защиты, заземляющие дугогасящие реакторы и подобные им устройства, имеющие большое сопротивление. К сетям с изолированной нейтралью обычно относятся сети напряжением 6,10 и 35 кВ.

*Заземлением* какой-либо части электроустановки или другой установки называется преднамеренное электрическое соединение этой части с заземляющим устройством или заземлителем, с которых происходит

стекание тока непосредственно в землю (п 3.13 ТКП-339).

*Защитное заземление* – заземление частей электроустановки, открытых проводящих частей и сторонних проводящих частей с целью обеспечения электробезопасности (ГОСТ 30331.2-95). Открытые проводящие части и сторонние проводящие части (ОПЧ и СПЧ) в рабочем состоянии изолированы от рабочего напряжения, но могут оказаться под напряжением вследствие повреждения изоляции.

*Рабочее заземление* – заземление какой-либо точки токоведущей части электроустановки, необходимое для обеспечения работы электроустановки. Рабочее заземление может осуществляться непосредственно (глухое заземление) или через специальные аппараты (пробивные предохранители, ОПН, дугогасящие реакторы, резисторы).

*Замыкание на землю* – случайное соединение находящихся под напряжением частей электроустановки с конструктивными частями, не изолированными от земли, или непосредственно с землей). Замыкание на землю возникают вследствие пробоя изоляции, обрыва и падения провода и т.п. (п. 3.16 ТКП-339).

*Замыкание на корпус* – случайное соединение находящихся под напряжением частей электроустановки с их конструктивными частями (ОПЧ) нормально не находящимися под напряжением. Замыкания на корпус возникают вследствие пробоя изоляции, случайного соприкосновения неизолированных проводов с корпусом и т.п.

*Ток замыкания на землю* – ток, стекающий в землю через место замыкания. Ток замыкания на землю возникает вследствие повреждения изоляции или обрыва и падения провода на землю или на конструкции.

*Заземляющее устройство* – совокупность заземлителя и заземляющих проводников.

*Заземлитель* – проводник или совокупность металлических соединенных между собой проводников, находящихся в непосредственном соприкосновении с землей). Заземлитель всегда находится в земле, воде или другой проводящей среде.

*Искусственный заземлитель* – заземлитель, специально выполняемый для целей заземления. Как правило, искусственный заземлитель выполняется из полосовой стали сечением не менее 4x12 мм или круглой стали диаметром не менее 10 мм.

*Естественные заземлители* – находящиеся в соприкосновении с землей электропроводящие части коммуникаций, зданий и сооружений

производственного назначения, используемые для целей заземления.

К естественным заземлителям относятся металлические и железобетонные конструкции зданий и сооружений, подземные части железобетонных опор ВЛ, водопроводные металлические трубопроводы, нулевые провода ВЛ 0,38 кВ с повторными заземлителями (могут служить единственным заземлителем при количестве ВЛ не менее двух), обсадные трубы скважин, водоводы, свинцовые оболочки кабелей, проложенных в земле (могут служить единственным заземлителем при количестве кабелей не менее двух) и т.п. Если сопротивление естественных заземляющих устройств имеет допустимые значения, то искусственные заземлители применяются лишь при необходимости снижения плотности токов, протекающих по естественным заземлителям.

*Открытые проводящие части* – нетоковедущие части электроустановки, доступные прикосновению, которые могут оказаться под напряжением при нарушении изоляции токоведущих частей.

*Зона растекания* – область земли в пределах которой возникает заметный градиент потенциала при стекании тока с заземлителя.

*Зона нулевого потенциала* – зона земли за пределами зоны растекания.

*Сопротивление заземляющего устройства* – отношение напряжения на заземляющем устройстве к току, стекающему с заземлителя в землю.

*Напряжение на заземляющем устройстве* – напряжение, возникающее при стекании тока с заземлителя в землю между точкой ввода тока в заземляющее устройство и зоной нулевого потенциала.

*Эквивалентное удельное сопротивление земли с неоднородной структурой* – такое удельное сопротивление земли с однородной структурой, в которой сопротивление заземляющего устройства имеет то же значение. Что и в земле с неоднородной структурой.

*Коэффициент замыкания на землю в трехфазной электрической сети* – отношение разности потенциалов между неповрежденной фазой и землей в точке замыкания на землю другой или двух других фаз к разности потенциалов между фазой и землей в этой точке до замыкания.

*Электрическая сеть с эффективно заземленной нейтралью* – трехфазная электрическая сеть напряжением выше 1 кВ, в которой коэффициент замыкания на землю не превышает 1,4.

ОЗЗ – однофазное замыкание на землю.

УЗО – устройство защитного потенциала.

*Напряжение прикосновения* – напряжение между двумя точками цепи

тока замыкания на землю (корпус) при одновременном прикосновении к ним человека или напряжение, появляющееся на теле человека при одновременном прикосновении к двум точкам проводников или проводящих частей, в том числе при повреждении изоляции.

*Напряжение относительно земли при замыкании на корпус* – напряжение между этим корпусом и зоной нулевого потенциала.

*Заземление функциональное (рабочее, технологическое)* – заземление точки или точек системы, установки или оборудования, в целях отличных от целей электробезопасности.

*Зона растекания (локальная земля)* – участок земли между заземлителем и зоной нулевого потенциала.

*Напряжение шага* – напряжение между двумя точками земли, обусловленное растеканием тока замыкания на землю одновременным касанием ногами человека. Величину шага обычно принимают 0,8 м.

## **2 Режимы работы нейтрали в сети в сети 0,4 кВ**

С учетом современной концепции электробезопасности электроустановок зданий при напряжении до 1 кВ в настоящее время действует комплекс ГОСТ 30331-95 – ГОСТ 30331.9-95, который содержит полный аутентичный пакет международного стандарта МЭК 364 «Электрические установки зданий». Требования данного стандарта должны учитываться при разработке режимов работы нейтрали.

В главе 1.7 ТКП-339-2011 приведены возможные варианты (режимы) заземления нейтрали. Режим заземления нейтрали обозначается двумя буквами: первая указывает режим заземления нейтрали источника питания, вторая – открытых проводящих частей. В обозначениях используются начальные буквы французских слов:

- T (terre – земля) – заземлено;
- N (neuter – нейтраль) – присоединено к нейтрали источника;
- I (isole) – изолировано.

T – непосредственная связь открытых проводящих частей электроустановки с землей, независимо от характера связи источника питания с землей.

N – непосредственная связь открытых проводящих частей (ОПЧ) с нейтралью трансформатора или точкой заземления источника питания. Последующие буквы определяют способ устройства нулевого защитного и

нулевого рабочего проводников:

S – функции нулевого защитного (PE) и нулевого рабочего (N) проводников обеспечиваются отдельными проводниками.

C – функции нулевого защитного и нулевого рабочего проводников обеспечиваются одним общим проводником (PEN).

Таким образом, тип системы заземления – это комплексная характеристика, которую ГОСТ устанавливает для совокупности, включающей в себя с одной стороны – питающую электрическую сеть, с другой стороны – электроустановку.

Иллюстрации различных типов систем заземления представлены на рисунках 1-4 на примере условной электроустановки, которая подключена к питающей электрической сети, состоящей из трансформаторной подстанции (ПС) и воздушной (ВЛ) или кабельной (КЛ) линии электропередачи.

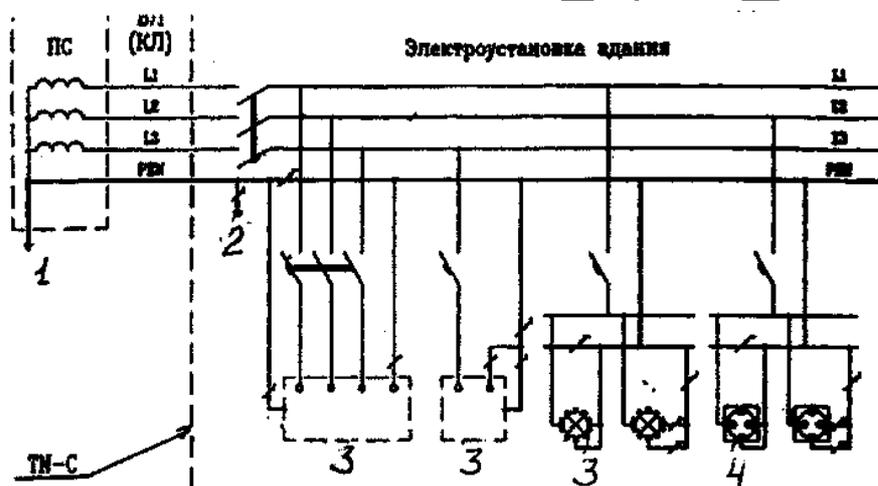


Рисунок 1 – Тип системы заземления TN-C. Нулевой рабочий и нулевой защитный проводники объединены по всей сети.

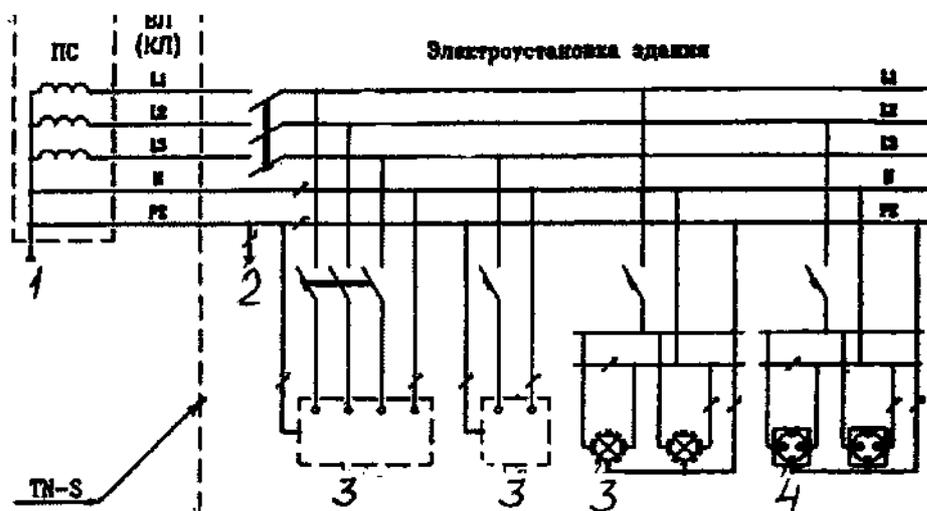


Рисунок 2 – Тип системы заземления TN-S. Нулевой рабочий и нулевой защитный проводники работают отдельно.

Условные обозначения, принятые на рисунке 1, 2 соответствуют ГОСТ 30331.2-95

L1, L2, L3 – фазные проводники

— / — - нулевой защитный проводник (PE)

— / — - нулевой рабочий проводник (N)

— / — - совмещенный нулевой защитный и рабочий проводник (PEN)

1 – заземление источника питания (нейтрали трансформатора)

2 – защитное заземление электроустановки на вводе в здание

3 – открытые проводящие части (ОПЧ)

4 – защитные контакты розеток

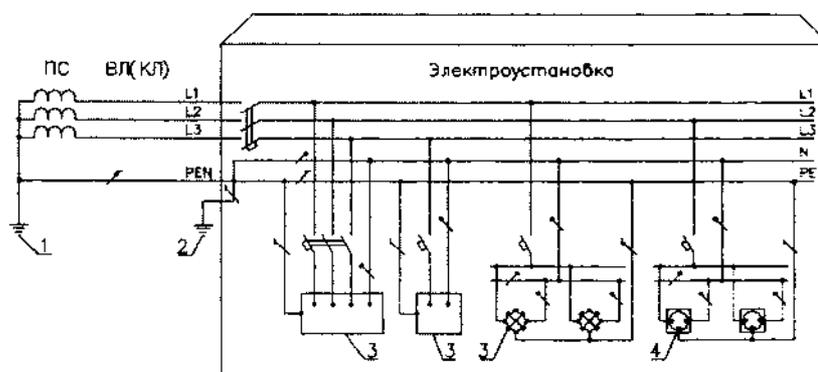


Рисунок 3 – Тип системы заземления TN-C-S. В питающей сети нулевой рабочий и нулевой защитный проводники объединены.

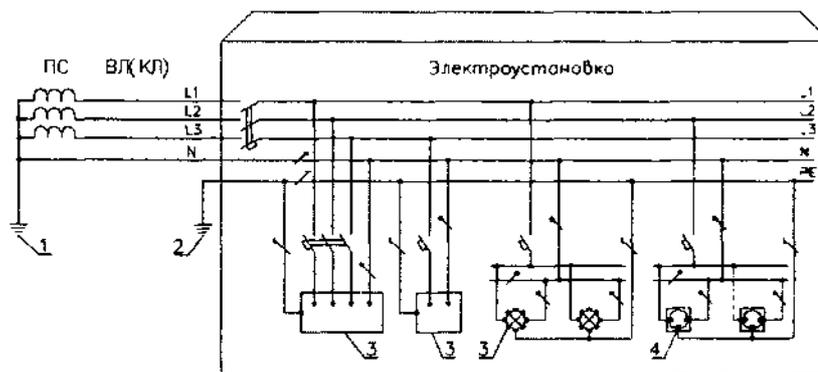


Рисунок 4 – Тип системы заземления TT

Условные обозначения, принятые на рисунке 3, 4 соответствуют ГОСТ 30331.2-95

L1, L2, L3 – фазные проводники

— / — - нулевой защитный проводник (PE)

— / — - нулевой рабочий проводник (N)

— / — - совмещенный нулевой защитный и рабочий проводник (PEN)

- 1 – заземление источника питания (нейтрали трансформатора)
- 2 – защитное заземление электроустановки на вводе в здание
- 3 – открытые проводящие части (ОПЧ)
- 4 – защитные контакты розеток

В системе TN-C (рисунок 1) трансформаторная подстанция имеет непосредственную связь нейтрали трансформатора (токоведущих частей) с заземляющим устройством (глухозаземленная нейтраль). Все открытые проводящие части электроустановок (открытая проводящая часть – доступная прикосновению проводящая часть электроустановки нормально не находящаяся под напряжением, но которая может оказаться под напряжением, при повреждении основной изоляции, к ним относятся металлические корпуса электрооборудования) имеют непосредственную связь с заземляющим устройством подстанции. Для обеспечения этой связи применяется совмещенный нулевой защитный и рабочий проводник (PEN).

В системе TN-S (рисунок 2) подстанция (источник питания) имеет непосредственную связь нейтрали трансформатора (токоведущих частей) с заземляющим устройством. Все открытые проводящие части электроустановки имеют непосредственную связь с заземляющим устройством подстанции. Для обеспечения этой связи на головном (по ходу энергии) участке питающей электрической сети применяется совмещенный нулевой защитный и рабочий проводник (PEN), в остальной части электрической сети – отдельный нулевой защитный проводник (PE).

Система TN-C-S-представляет собой комбинацию систем TN-C и TN-S.

В системе TT (рисунок 4) подстанция имеет непосредственную связь нейтрали трансформатора (токоведущих частей) с заземляющим устройством. Все открытые проводящие части имеют непосредственную связь с заземляющим устройством через заземлитель, электрически независимый от заземлителя нейтрали трансформатора.

В системе IT питающая сеть не имеет непосредственной связи токоведущих частей с заземляющим устройством, а открытые проводящие части электроустановки заземлены.

В настоящее время широкое распространение имеет система TN-C, в которой открытые проводящие части электроустановки соединяются с точкой заземления нейтрали трансформатора (источника питания, совмещенным нулевым и рабочим проводником). Эта система относительно простая и дешевая. Однако, она не позволяет обеспечить достаточный уровень электробезопасности.

Ниже приведены сравнения всех возможных режимов работы

нейтрали. Основными критериями сравнения являются:

- электробезопасность – защита от поражения людей электрическим током);
- пожаробезопасность – вероятность возникновения пожаров при коротких замыканиях;
- бесперебойность электроснабжения потребителей;
- перенапряжения и защита от них, защита изоляции;
- электромагнитная совместимость в нормальном режиме работы и при коротких замыканиях;
- повреждения электрооборудования при ОЗЗ;
- проектирование и эксплуатация сети.

Сеть TN-C.

Сети 0,4 кВ с таким режимом заземления нейтрали и открытых проводящих частей (занулением) до последнего времени были широко распространены в РБ.

Электробезопасность в сети TN-C при косвенном прикосновении (косвенное прикосновение – электрический контакт людей и животных с открытыми проводящими частями, оказавшимися под напряжением при повреждении изоляции. То есть это прикосновение к металлическому корпусу электрооборудования при пробое изоляции на корпус) обеспечивается отключением возникших однофазных замыканий на корпус с помощью предохранителей или автоматических выключателей. Режим TN-C был принят в качестве главенствующего в то время, когда основными аппаратами защиты от замыканий на корпус были предохранители и автоматические выключатели. Характеристики срабатывания этих аппаратов защиты в свое время определялись особенностями защищаемых воздушных линий (ВЛ) и кабельных линий (КЛ), электродвигателей и других нагрузок. Обеспечение электробезопасности было второстепенной задачей.

При относительно низких значениях токов однофазного КЗ (удаленность нагрузки от источника, малое сечение провода) время отключения существенно возрастает. При этом электропоражение человека, прикоснувшегося к металлическому корпусу, весьма вероятно. Например, для обеспечения электробезопасности отключение КЗ на корпус в сети 220В должно выполняться за время не более 0,2с. В соответствии со стандартом IEC 60364, в соответствии с ГОСТ 30331.3-95 – 0,4с. Но такое время отключения предохранители и автоматические выключатели способны обеспечить только при кратностях токов КЗ по отношению к номинальному

току на уровне 6-10. Таким образом, в сети TN-C существует проблема обеспечения безопасности при косвенном прикосновении из-за невозможности обеспечения быстрого отключения. Кроме того, в сети TN-C при однофазном КЗ на корпус электроприемника возникает вынос потенциала по нулевому проводу на корпуса неповрежденного оборудования, в том числе отключенного и выведенного в ремонт. Это увеличивает вероятность поражения людей, контактирующих с электрооборудованием сети. Вынос потенциала на все зануленные корпуса возникает и при однофазном КЗ на питающей линии (например, обрыв фазного провода ВЛ 0,4 кВ с падением на землю) через малое сопротивление (по сравнению с сопротивлением контура заземления подстанции 6-10/0,4 кВ). При этом на время действия защиты на нулевом проводе и присоединенных к нему корпусах возникает напряжение, близкое к фазному. Особую опасность в сети TN-C представляет обрыв (отгорание) нулевого провода. В этом случае все присоединенные за точкой обрыва металлические зануленные корпуса электроприемников окажутся под фазным напряжением.

Выбор типа отключающего устройства по току срабатывания, установленных на ТП, по сопротивлению петли нулевого провода недостаточно. Расчет токов ОЗЗ необходимо производить в соответствии с СТП 0910.20.145-07, методическими указаниями по расчету токов короткого замыкания в сети напряжением до 10 кВ электростанций и подстанций с учетом влияния электрической дуги». При этом необходимо учесть влияние асинхронных двигателей и нагрева кабелей токами короткого замыкания.

Самым большим недостатком сетей TN-C является неработоспособность в них устройств защитного отключения (УЗО) или residual current devices (RCD) по западной классификации. Пожаробезопасность сетей TN-C низкая. При однофазных КЗ в этих сетях возникают значительные токи (килоамперы), которые могут вызывать возгорание. Ситуация осложняется возможностью возникновения однофазных замыканий через значительное переходное сопротивление, когда ток замыкания относительно невелик и защиты не срабатывают либо срабатывают со значительной выдержкой времени. Бесперебойность электроснабжения в сетях TN-C при однофазных замыканиях не обеспечивается, так как замыкания сопровождаются значительным током и требуется отключение присоединения.

В процессе однофазного КЗ в сетях TN-C возникает повышение напряжения (перенапряжения) на неповрежденных фазах примерно на 40%.

Сети TN-C характеризуются наличием электромагнитных возмущений. Это связано с тем, что даже при нормальных условиях работы на нулевом проводнике при протекании рабочего тока возникает падение напряжения. Соответственно между разными точками нулевого провода имеется разность потенциалов. Это вызывает протекание токов в проводящих частях зданий, оболочках кабелей и экранах телекоммуникационных кабелей и соответственно электромагнитные помехи. Электромагнитные возмущения существенно усиливаются при возникновении однофазных КЗ со значительным током, протекающим в нулевом проводе.

Значительный ток однофазных КЗ в сетях TN-C вызывает существенные разрушения электрооборудования. Например, прожигание и выплавление стали статоров электродвигателей. На стадии проектирования и настройки зашит в сети TN-C необходимо знать сопротивления всех элементов сети, в том числе и сопротивления нулевой последовательности для точного расчета токов однофазных КЗ. То есть необходимы расчеты или измерения сопротивления петли фаза-ноль для всех присоединений. Любое существенное изменение в сети (например, увеличение длины присоединения) требует проверки условий зашиты.

#### *Сеть TN-S.*

Сети 0,4 кВ с таким режимом заземления нейтрали и открытых проводящих частей называются пятипроводными. В них нулевой рабочий и нулевой защитный проводники разделены. Само по себе использование сети TN-S не обеспечивает электробезопасность при косвенном прикосновении, так как при пробое изоляции на корпусе, как и в сети TN-C, возникает опасный потенциал. Однако в сетях TN-S возможно использование УЗО. При наличии этих устройств уровень электробезопасности в сети TN-S существенно выше, чем в сети TN-C. При пробое изоляции в сети TN-S также возникает вынос потенциала на корпуса других электроприемников, связанных проводником РЕ. Однако быстрое действие УЗО в этом случае обеспечивает безопасность. В отличие от сетей TN-C обрыв нулевого рабочего проводника в сети TN-S не влечет за собой появление фазного напряжения на корпусах всех связанных данной линией питания электроприемников за точкой разрыва.

Пожаробезопасность сетей TN-S при применении УЗО в сравнении с сетями TN-C существенно выше. УЗО чувствительны к развивающимся дефектам изоляции и предотвращают возникновение значительных токов однофазных КЗ.

В отношении бесперебойности электроснабжения и возникновения перенапряжений, сети TN-S не отличаются от сетей TN-C. Электромагнитная обстановка в сетях TN-S в нормальном режиме существенно лучше, чем в сетях TN-C. Это связано с тем, что нулевой рабочий проводник изолирован и отсутствует ответвление токов в сторонние проводящие пути. При возникновении однофазного КЗ создаются такие же электромагнитные возмущения, как и в сетях TN-C. Наличие в сетях TN-S устройств УЗО существенно снижает объем повреждений при возникновении однофазных КЗ по сравнению с сетями TN-C. Это объясняется тем, что УЗО ликвидирует повреждение в его начальной стадии.

В отношении проектирования, настройки защит и обслуживания, сети TN-S не имеют каких-либо преимуществ по сравнению с сетями TN-C. Отмечу, что сети TN-S более дорогие в сравнении с сетями TN-C из-за наличия пятого провода, а также УЗО.

Сеть TN-C-S.

Это комбинация рассмотренных выше двух типов сетей. Для этой сети будут справедливы все преимущества и недостатки, указанные выше.

Сеть TT.

Особенностью данного типа сетей 0,4 кВ является то, что открытые проводящие части электроприемников присоединены к заземлению, которое обычно независимо от заземления питающей подстанции 6-10/0,4 кВ.

Электробезопасность в этих сетях обеспечивается использованием УЗО в обязательном порядке. Само по себе использование режима TT не обеспечивает безопасности при косвенном прикосновении. Если сопротивление местного заземлителя, к которому присоединены открытые проводящие части, равно сопротивлению заземления питающей подстанции 6(10)/0,4 кВ и возникает замыкание на корпус, то напряжение прикосновения составит половину фазного напряжения (110В для сети 220В). Такое напряжение опасно, и необходимо немедленное отключение поврежденного присоединения. Но отключение не может быть обеспечено автоматическими выключателями и предохранителями за безопасное для прикоснувшегося человека время из-за малой величины тока однофазного замыкания. Например, если принять, что сопротивления заземления питающей подстанции 6(10)/0,4 кВ и местного заземлителя равны 0,5Ома, и пренебречь сопротивлениями силового трансформатора и кабеля, при фазном напряжении 220 В ток однофазного замыкания на корпус в сети TT составит всего 220А. С учетом всех сопротивлений в цепи замыкания ток будет еще

меньше. Пожаробезопасность сетей ТТ в сравнении с сетями TN-C существенно выше. Это связано со сравнительно малой величиной тока однофазного замыкания и с применением УЗО, без которых сети ТТ вообще эксплуатироваться не могут.

Бесперебойность электроснабжения в сетях ТТ при однофазных замыканиях не обеспечивается, так как требуется отключение присоединения по условиям безопасности.

При возникновении однофазного замыкания на землю в сети ТТ напряжение на неповрежденных фазах относительно земли повышается, что связано с появлением напряжения на нейтрали питающего трансформатора 6(10)/0,4 кВ. Если принять сопротивления, указанные выше, то напряжение на нейтрали составит половину фазного. Такое повышение напряжения не опасно для изоляции, так как однофазное замыкание достаточно быстро ликвидируется действием УЗО, причем в большинстве случаев до своего полного развития и достижения током максимума.

В системе ТТ нескольких корпусов электроприемников обычно объединены одним защитным проводником РЕ и присоединены к общему заземлителю, отдельному, как уже сказано, от заземлителя питающей подстанции. Выполнять отдельный заземлитель в сети ТТ для каждого электроприемника нецелесообразно по экономическим соображениям. В нормальном режиме по защитному проводнику в системе ТТ не протекает ток и соответственно между корпусами отдельных электроприемников нет разности потенциалов. То есть в нормальном режиме электромагнитные возмущения (разность потенциалов между корпусами, протекание токов по конструкциям зданий и оболочкам кабелей) отсутствуют. При возникновении однофазного замыкания ток относительно невелик, при его протекании падение напряжения на защитном проводнике невелико, длительность протекания тока мала. Соответственно возникающие при этом возмущения также невелики. Таким образом, с позиций электромагнитных возмущений сеть ТТ имеет преимущество по сравнению с сетями TN-C в нормальном режиме работы и с сетями TN-C, TN-S, TN-C-S в режиме однофазного замыкания.

Объем повреждений оборудования в сетях ТТ при возникновении однофазных КЗ невелик, что связано с малой величиной тока в сравнении с сетями TN-C, TN-S, TN-C-S и с использованием УЗО, которые обеспечивают отключение до полного развития повреждения изоляции.

С точки зрения проектирования, сети ТТ имеют существенное

преимущество по сравнению с сетями TN. Использование в сетях TT УЗО устраняет проблемы, связанные с ограничением длины линий, необходимостью знать полное сопротивление петли КЗ. Сеть может быть расширена или изменена без повторного расчета токов КЗ или замера сопротивления петли тока КЗ. Учитывая, что сам по себе ток однофазного КЗ в сетях TT меньше, чем в сетях TN-S, TN-C-S, сечение защитного проводника PE в сети TT может быть меньше.

Сеть IT.

Нейтральная точка питающего трансформатора 6(10)/0,4 кВ такой сети изолирована от земли или заземлена через значительное сопротивление (сотни Ом – несколько кОм). Защитный проводник в таких сетях отделен от нейтрального.

Электробезопасность при однофазном замыкании на корпус в этих сетях наиболее высокая из всех рассмотренных. Это связано с малой величиной тока однофазного замыкания (единицы ампер). При таком токе замыкания напряжение прикосновения крайне невелико и отсутствует необходимость немедленного отключения возникшего повреждения. Кроме того, в сети IT безопасность может быть улучшена за счет применения УЗО.

Пожаробезопасность сетей IT самая высокая в сравнении с сетями TN-S, TN-C-S, TT. Это объясняется наименьшей величиной тока однофазного замыкания (единицы ампер) и малой вероятностью возгорания.

Сети IT отличаются высокой бесперебойностью электроснабжения потребителей. Возникновение однофазного замыкания не требует немедленного отключения.

При возникновении однофазного замыкания на землю в сети IT напряжение на неповрежденных фазах увеличивается в 1,73 раза. В сети IT с изолированной нейтралью (без резистивного заземления) возможно возникновение дуговых перенапряжений высокой кратности. Электромагнитные возмущения в сетях IT невелики, поскольку ток однофазного замыкания мал и не создает значительных падений напряжения на защитном проводнике.

Повреждения оборудования при возникновении однофазного замыкания в сетях IT очень малы. Для эксплуатации сети IT необходим квалифицированный персонал, способный быстро находить и устранять возникшее замыкание. Для определения поврежденного присоединения необходимо специальное устройство (в западных странах применяется генератор тока с частотой, отличной от промышленной, включаемый в

нейтраль). Сети IT имеют ограничение на расширение сети, так как новые присоединения увеличивают ток однофазного замыкания.

В качестве общих рекомендаций для выбора той или иной сети можно указать следующее:

1. Сети TN-C и TN-C-S не следует использовать из-за низкого уровня электро- и пожаробезопасности, а также возможности значительных электромагнитных возмущений.

2. Сети TN-S рекомендуются для статичных (не подверженных изменениям) установок, когда сеть проектируется «раз и навсегда».

3. Сети TT следует использовать для временных, расширяемых и изменяемых электроустановок.

4. Сети IT следует использовать в тех случаях, когда бесперебойность электроснабжения является крайне необходимой.

Возможны варианты, когда в одной и той же сети следует использовать два или три режима. Например, когда вся сеть получает питание по сети TN-S, а часть ее через разделительный трансформатор по сети IT.

Резюмируя изложенное выше, отметим, что ни один из способов заземления нейтрали и открытых проводящих частей не является универсальным. В каждом конкретном случае необходимо проводить экономическое сравнение и исходить из критериев: электробезопасности, пожаробезопасности, уровня бесперебойности электроснабжения, технологии производства, электромагнитной совместимости, наличия квалифицированного персонала, возможности последующего расширения и развития сети.

### 3 Принцип работы заземлителя

Ток в земле растекается во все стороны от заземлителя, то есть протекание тока в земле носит объемный характер при прохождении тока между двумя вертикальными заземлителями (стержнями) А и В, находящимися на значительном расстоянии друг от друга в однородной земле (рисунок 5). В неоднородной земле симметрия растекания нарушается, но принцип остается таким же.

Пунктирными линиями на рисунке 5 показаны пути растекания тока в земле. Вблизи заземлителей плотность тока наибольшая, так как то проходит по малому сечению. По мере удаления от заземлителей плотность тока постепенно уменьшается ввиду того, что ток растекается по все большему

объему земли на расстоянии 20-30 м от единичного заземлителя (стержня длиной 2-4 м) ток в земле растекается по столь большому объему, что его плотность на этом расстоянии можно считать равной нулю.

Таким образом, сопротивление растеканию тока практически сосредоточено в радиусе 20-30 м от места входа или выхода тока. Поэтому, те точки земли, которые находятся на расстоянии 20 м и более от одиночных заземлителей А и В, практически будут иметь потенциал, равный нулю, то есть будут являться землей в электрическом смысле слова (зона нулевого потенциала).

При больших сложных заземлителях, указанные расстояния будут значительно больше 20 м. Поэтому в общем случае, зоной нулевого потенциала называют те точки земли, которые лежат вне зоны растекания тока, и потенциал которых настолько мал, что его можно принять равным нулю.

Под сопротивлением заземлителя (заземляющего устройства) следует понимать не сопротивление контакта между заземлителем и почвой, а сопротивление, которое земля оказывает прохождению тока в земле в зоне растекания тока. Условно принято относить сопротивление растеканию тока к заземлителю, а не к земле.

Из рисунка 5 видно, что все точки земли, находящиеся на участке СД, имеют нулевой потенциал, так как на этом участке плотность тока в земле ничтожно мала и нет падения напряжения.

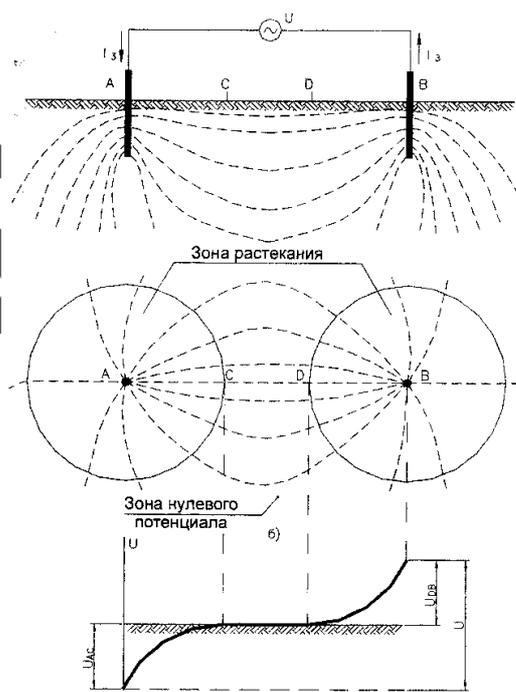


Рисунок 5 – Прохождение тока (а) и распределение напряжения (б) в однородной земле между стержневыми заземлителями А и В.

Наибольшие потенциалы будут на заземлителях А и В. Их потенциалы называют полными потенциалами или напряжением на заземлителях  $U_A$  и  $U_B$ , которые равны:

$$U_A = - I_3 R_A = - U_{AC} \quad (1)$$

$$U_B = I_3 R_3 = U_{BD} \quad (2)$$

где  $I_3$  – ток в земле – ток стекающий (или втекающий) с заземлителя;  
 $R_A, R_3$  – сопротивление заземлителя.

Разные знаки у потенциалов  $U_A$  и  $U_B$  объясняются разным направлением токов, протекающих через заземлители.

Напряжение на заземляющем устройстве – напряжение, возникающее при стекании тока с заземлителя в землю между точкой ввода тока в заземляющее устройство и зоной нулевого потенциала.

Если при помощи вольтметра измерить разность потенциалов между заземлителем А (рисунок 5) и зоной нулевого потенциала, получим полный потенциал заземлителя  $U_A$  или другими словами, напряжение на заземлителе (заземляющем устройстве)  $U_A = U_{AC}$ .

Если при помощи вольтметра измерить разность потенциалов при разных расстояниях от заземлителя (для простоты понимания рассматривается одиночный стержневой заземлитель в однородной земле) и результаты нанести на диаграмму, получим кривую распределения потенциалов по поверхности земли. Из этих кривых видно, что наивысший потенциал имеет заземлитель ( $U_3$ ) и электрически связанный с ним бак трансформатора и все наземные металлические конструкции.

Вблизи заземлителя потенциал падает очень резко, а дальше от заземлителя – постепенно.

Характер кривой распределения потенциалов по поверхности земли различный и зависит от формы заземлителя, взаимного расположения отдельных элементов в заземлителе, глубины их заложения, электрической структуры земли и практически не зависит от величины стекающего тока.

По мере углубления заземлителя, потенциал точек на поверхности земли непосредственно под заземлителем уменьшается, так как в слое земли между верхним слоем заземлителя и поверхностью земли происходит падение напряжения, которое тем больше, чем глубже расположен заземлитель.

Чем на меньшей глубине расположены потенциаловыравнивающие проводники, тем ближе потенциал поверхности земли к потенциалу

заземлителя (заземленных корпусов оборудования) и тем меньше разность потенциалов между заземленными надземными металлоконструкциями и землей.

Если человек касается рукой корпуса аппарата или оборудования с поврежденной изоляцией токоведущих частей (рисунок 6) бака трансформатора, то напряжение между баком и поверхностью земли, где стоит человек составит:

$$U_{\text{до пр}} = U_3 - U = I_3 R_3 - U \quad (3)$$

где  $U_{\text{до пр}}$  – напряжение до прикосновения (иногда его называют ожидаемое напряжение прикосновения);

$I_3$  – ток замыкания на землю;

$R_3$  – сопротивление заземлителя;

$U$  – потенциал поверхности земли в конкретной точке;

$U_{\text{доп}}$  – разность потенциалов между точкой земли и заземленными частями оборудования в момент, когда человек еще не коснулся оборудования, то есть, когда цепь тока, протекающего через тело человека, еще незамкнута.

Напряжение до прикосновения можно измерить вольтметром с большим входным сопротивлением. При этом электрод, обеспечивающий контакт с землей может быть произвольной конструкции.

Как видно из рисунка 6,  $U_{\text{до пр}}$  существенно зависит от расположения человека относительно заземлителя, с которым соединен бак трансформатора.

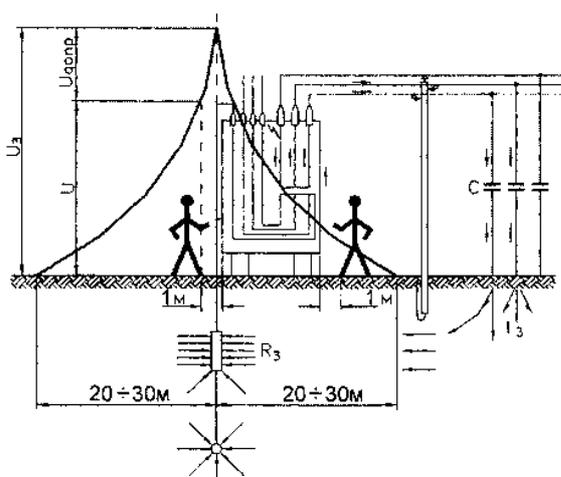


Рисунок 6 – Распределение потенциала по поверхности земли при растекании тока с одиночного заземлителя в однородной земле.

$U_3$  – полный потенциал заземлителя (напряжение на заземлителе);

$U$  – потенциал поверхности земли на определенном расстоянии от

заземлителя;

$U_{\text{до пр}}$  – напряжение до прикосновения;

$I_3$  – ток замыкания на землю (корпус).

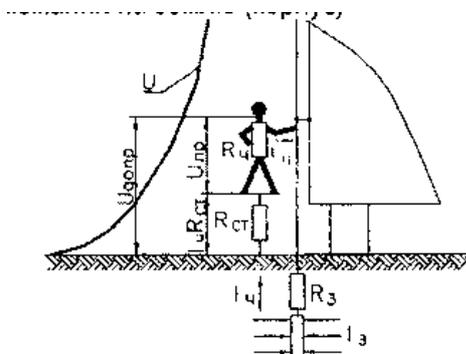


Рисунок 7 – К определению понятия напряжения прикосновения.

$U$  – распределение потенциала по поверхности земли при стекании (втекании) тока однофазного замыкания с заземляющего устройства;

$I_3$  – ток замыкания на землю;

$R_3$  – сопротивление заземляющего устройства;

$I_ч$  – ток, протекающий через тело человека по пути «рука-ноги»;

$R_ч$  – сопротивление тела человека;

$R_{\text{ст}}$  – сопротивление растеканию тока со ступней ног человека;

$U_{\text{до пр}}$  – напряжение до прикосновения;

$U_{\text{пр}}$  – напряжение прикосновения.

Напряжение прикосновения всегда меньше, чем напряжение до прикосновения. Это обусловлено тем, что ток протекающий по пути «рука-ноги» встречает на своем пути два сопротивления (рисунок 7), одно из них –  $R_ч$  включает сопротивление человеческого тела, кожи рук и ног (в схемах замещения это сопротивление для человека – 1000 Ом, для животных – 200 Ом), второе –  $R_{\text{ст}}$  – сопротивление растеканию тока со ступней ног человека.  $R_{\text{ст}}$  практически не зависит от конструкции заземлителя и определяется удельным сопротивлением земли  $\rho$ , на котором стоит человек  $\rho_{\text{ст}} = 1,5 \rho$ .

На рисунке 7 приведена упрощенная схема замещения, в которой распределенные сопротивления заземлителя (заземляющего устройства) и стоп ног для наглядности изображены сосредоточенными.

Величина напряжения прикосновения для вышеуказанного примера:

*Пример:*  $\rho = 300$  Ом, тогда

$$U_{\text{пр}} = I_ч R_ч = (U_{\text{до пр}} / R_{\text{ст}} + R_ч) * R_ч = (U_{\text{до пр}} / 1,5 \rho + R_ч) * R_ч$$

Напряжение с левой стороны бака будет:

$$U_{\text{пр}} = (30 / 1,5 * 300 + 1000) * 1000 = 21 \text{ В,}$$

с правой стороны:

$$U_{\text{пр}} = (88 / 1,5 * 300 + 1000) * 1000 = 61 \text{ В}$$

На рисунке 8 нанесены кривые распределения потенциалов около одиночного заземлителя и заземлителя ТП. В однородной земле эквипотенциальные линии представляют из себя окружности с центром в месте заземления, а в неоднородной – фигуры другой формы. Из этого рисунка видно, что шаговое напряжение может равняться нулю даже в непосредственной близости от заземлителя, если ноги человека находятся на эквипотенциальной линии, например, в точках А и В.

В соответствии с ТКП – 339 предельной величиной напряжения прикосновения является величина 25 В при прямом прикосновении и электрооборудование находится в зоне системы управления потенциалов и 50 В при косвенном прикосновении.

Допустимая величина шагового напряжения не нормируется, так как шаговое напряжение всегда меньше напряжения прикосновения. Однако, шаговое напряжение может оказаться опасным, особенно для животных, у которых больше, чем у человека расстояние между ногами.

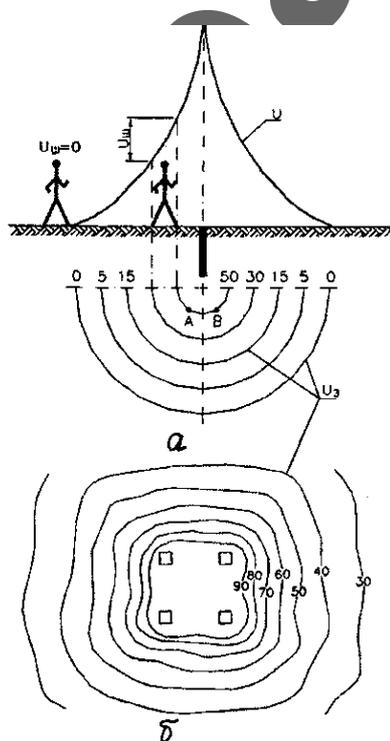


Рисунок 8 – Распределение потенциала  $U$  по поверхности земли у одиночного заземлителя в однородной земле (а) и у заземлителя ТП в реальной земле (б)

$U_{\%}$  – эквипотенциальные линии или линии одинакового потенциала с обозначением в процентах от потенциала заземления;

$U_{\text{ш}}$  – напряжение шага.

#### 4 Назначение заземления нейтрали в сети 0,4 кВ

Основное назначение заземления (зануления в сетях 0,4 кВ) – защита людей и животных от поражения электрическим током при повреждении изоляции и защита электрооборудования, электроустановок зданий и сооружений от атмосферных перенапряжений, надежность выполнения этих функций обеспечивается соблюдением нормированных значений сопротивления заземляющих устройств.

По выполняемым функциям заземления различают: рабочее, защитное и грозозащитное. Рабочее заземление необходимо для нормального функционирования электрической установки. К рабочим заземлениям относятся заземления силовых трансформаторов (автотрансформаторов) класса 110 кВ и выше, ограничителей перенапряжений (ОПН) и разрядников всех напряжений, вторичных обмоток измерительных трансформаторов напряжения. Например, при отсутствии или слишком высоком сопротивлении ОПН (разрядников), они не защитят изоляцию оборудования от импульсных перенапряжений, так как между остающимся напряжением ОПН (разрядника) будет отсутствовать координация с испытательным напряжением и при этих условиях их применение бесполезно.

Грозозащитное заземление предназначено для защиты электрооборудования зданий и сооружений от воздействия тока молнии. Повреждения изоляции электрооборудования могут быть вызваны ударами молнии непосредственно в объект или возникновением высоких импульсных потенциалов в результате волн перенапряжений, набегающих с линии при поражении молнией непосредственно линии или объектов и земли вблизи линии (индуцированный потенциал). От прямых ударов молнии оборудование защищается системой молниеотводов и заземлений, а от набегающих по линии импульсов (волн) основной защитой является ОПН или разрядники.

Место установки защитных средств выбирается в соответствии с требованиями ТКП-336-2011. Тип устанавливаемых разрядников определяют назначением их и напряжением сети. Выбор типа ОПН определяется его назначением и характеристиками ОПН. Если тип ОПН будет выбран неправильно, то он или не будет защищать от внутренних перенапряжений или разрушится. Поэтому на всех ВЛ устанавливаются грозозащитные заземления. Это делается для того, чтобы ток молнии перекрывая изоляцию ВЛ, отводился в землю. В этом случае до оборудования подстанции доходят

импульсы не с амплитудой тока молнии, а со значительно меньшей за счет падения напряжения на волновом сопротивлении линии. Однако, оставшиеся на проводах импульсы напряжения достаточно высоки и опасны для подстанционного оборудования, так как импульсное разрядное напряжение линейной изоляции примерно на 40-50% выше допустимого импульсного напряжения подстанционной изоляции.

Защитным заземлением является соединение с заземлителем металлических частей электроустановки, изолированных от частей электроустановки, находящейся под напряжением. Задачей защитного заземления является защита людей и животных от опасных для жизни напряжений в случае появления их на части установки, нормально не находящейся под напряжением. Роль защитного заземления наглядно видна на рисунке 9. Если бак трансформатора заземлен (рисунок 9а), то при пробое изоляции одной из фаз трансформатора, его бак оказывается по отношению к земле под напряжением.

При наличии заземления (рисунок 9б) бак трансформатора оказывается под напряжением, определяемым по формуле 4:

$$U_3 = I_3 * R_3 \quad (4)$$

где  $R_3$  – сопротивление заземляющего устройства;

$I_3$  – ток однофазного замыкания на землю.

В случае наличия заземления (рисунок 9в) при соприкосновении человека с баком ток замыкания на землю  $I_3$  распределится между заземлителем и человеком обратно пропорционально их сопротивлениям в соответствии с формулой 5:

$$I_ч / I_3 - I_ч = R_3 / R_ч \quad (5)$$

где  $I_ч$  – ток, протекающий через тело человека;

$I_3 - I_ч$  – ток, протекающий через заземлитель;

$R_ч$  – сопротивление протекания тока через тело человека.

Так  $R_3 \ll R_ч$  и  $I_ч \ll I_3$ , можно принять  $I_3 - I_ч = I_3$ , тогда

$$I_ч = I_3 * \frac{R_3}{R_ч} = \frac{U_3}{R_ч} \quad (6)$$

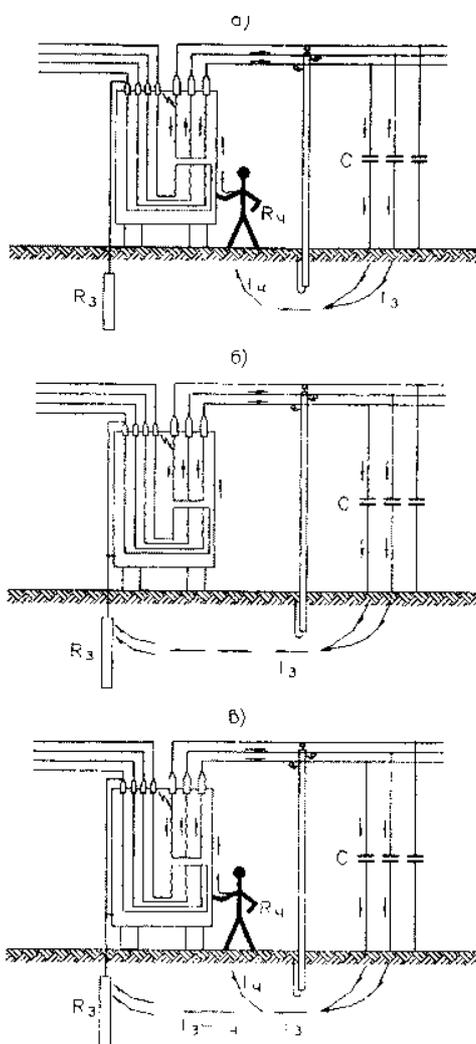
Таким образом чем меньше  $R_3$ , тем меньше напряжение на заземлителе и меньше ток, протекающий через тело человека.

В сетях 0,4 кВ с глухозаземленной нейтралью безопасность обслуживания обеспечивается быстрым отключением линии, питающей

приемник. При замыкании фазы на корпус приемника протекает однофазный ток короткого замыкания. Величину тока можно определить по формуле 7:

$$I_{кз} = U_{\phi} / Z, \text{ А} \quad (7)$$

где  $U_{\phi}$  – фазное напряжение, В;



$Z$  – полное сопротивление цепи замыкания, Ом.

Рисунок 9 – Пояснение роли защитного заземления

$C$  – емкость фазы сети по отношению к земле;

$I_3$  – ток однофазного замыкания на землю;

$R_3$  – сопротивление заземлителя (заземляющего устройства);

$I_4$  – ток, протекающий через тело человека;

$R_4$  – сопротивление цепи протекания тока через человека.

В соответствии с ПУЭ-86 сечение нулевого провода должно быть 0,5 сечения фазного провода. В этом случае напряжение на корпусе определяется распределением напряжения между фазным и нулевым проводником в отношении 1:2, то есть на нулевой проводник придется 2/3

фазного напряжения. Современные нормы устанавливают сечение фазного и нулевого проводника одинаковыми. Тогда на нулевой проводник придется половина фазного напряжения.

Для увеличения надежности работы сети 0,4 кВ с глухозаземленной нейтралью выполняются повторные заземления нулевого провода. На рисунке 10 приведено распределение напряжений по отношению к земле в нулевом проводе с наличием повторных заземлений и при их отсутствии.

При отсутствии повторного заземления, напряжение по отношению к земле в зануляющем проводнике у двигателя 2 равно 110 В и равномерно снижается от места замыкания к месту заземления нейтрали трансформатора, где оно близко к нулю.

При выполнении в конце линии у двигателя 2 повторного заземления нулевого провода (рисунок 10б) ток проходит не только по нулевому проводу. Часть тока проходит параллельно через сопротивление  $R_{\Pi}$ . Существенное снижение напряжения прикосновения может быть достигнуто только при значительной токовой разгрузке нулевого провода, то есть весьма малых сопротивлениях повторных заземлений, что не может быть осуществлено по экономическим соображениям.

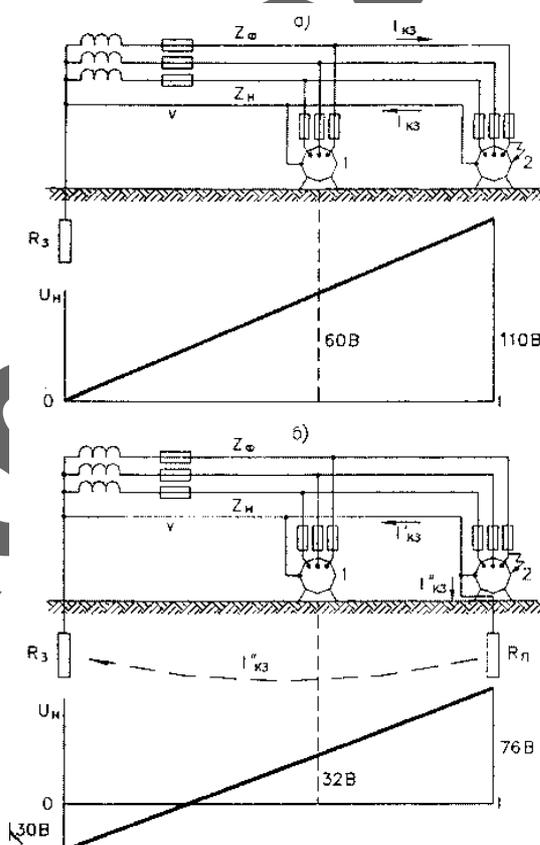


Рисунок 10 – Распределение напряжения по отношению к земле в нулевом проводе:  
а) без повторного заземления; б) при повторном заземлении

$U_H$  – напряжение на нулевом проводе по отношению к земле;  
 $l$  – длина линии (нулевого проводника);  
 $I_{кз}$  – ток однофазного короткого замыкания на корпус;  
 $Z_H$  – сопротивление нулевого провода;  
 $Z_\Phi$  – сопротивление фазного провода;  
 $R_3$  – сопротивление заземления нейтрали трансформатора 10/0,4 кВ;  
 $R_{II}$  – сопротивление повторного заземления;  
 $I'_{кз}$  – часть тока короткого замыкания, протекающая по нулевому проводу;  
 $I''_{кз}$  – часть тока короткого замыкания, протекающая по земле;  
 $v$  – условное обозначение места разрыва нулевого провода.

Другой путь токовой разгрузки нулевого провода – увеличения числа повторных заземлений. При возникновении ОЗЗ в местах их присоединения к нулевому проводу потенциал несколько снижается и линия потенциалов на рисунке 10 приобретает ступенчатый характер. Положение точки с напряжением прикосновения равным нулю будет меняться в зависимости от числа повторных заземлений. При этом существенное снижение напряжения прикосновения может быть достигнуто только при большом количестве повторных заземлений, что обычно не может быть осуществлено.

Таким образом, увеличение числа повторных заземлений малоэффективно.

Повторные заземления нулевого провода и их число имеют большое значение при обрыве нулевого провода и сохранившихся фазных проводов, что, как правило, может наблюдаться только на воздушных линиях. Так, при обрыве нулевого провода и заземления одной фазы на корпус (рисунок 10а) без наличия повторного заземления (место обрыва условно показано значком  $v$ ) корпуса двигателей 1 и 2 окажутся под фазным напряжением. При наличии повторного заземления (рисунок 10б) аварийная цепь замыкается через сопротивление повторного заземления и сопротивления заземления нейтрали.

Обычно обрыв нулевого провода вызывает ненормальный режим работы однофазных электроприемников, так как напряжение на одной из фаз может вырасти до линейного.

Наиболее эффективным средством по снижению напряжения прикосновения является выравнивание потенциалов земли вокруг оборудования к потенциалу заземленного корпуса. Если с повторным заземлением соединить железобетонный фундамент здания, то благодаря взаимному влиянию электропроводящих сторон фундамента, потенциал

внутри здания распределится значительно равномернее, вследствие чего, резко уменьшится напряжение прикосновения (рисунок 11.)

На рисунке 11 приведено распределение потенциала по поверхности земли при обрыве нулевого провода.

При обрыве нулевого провода без замыкания на корпус образуется цепь неравномерной нагрузки фаз – нулевой провод параллельно с магистралью заземления – повторное заземление земля-нейтраль трансформатора (рисунок 11). На нуле и на всех зануленных корпусах электрооборудования, находящихся за местом обрыва, появится напряжение, обусловленное протеканием тока неравномерной нагрузки. Величина напряжения равна падению напряжения на сопротивление повторного заземления, которое оказывается включенным последовательно с сопротивлением неравномерной нагрузки (рисунок 11).

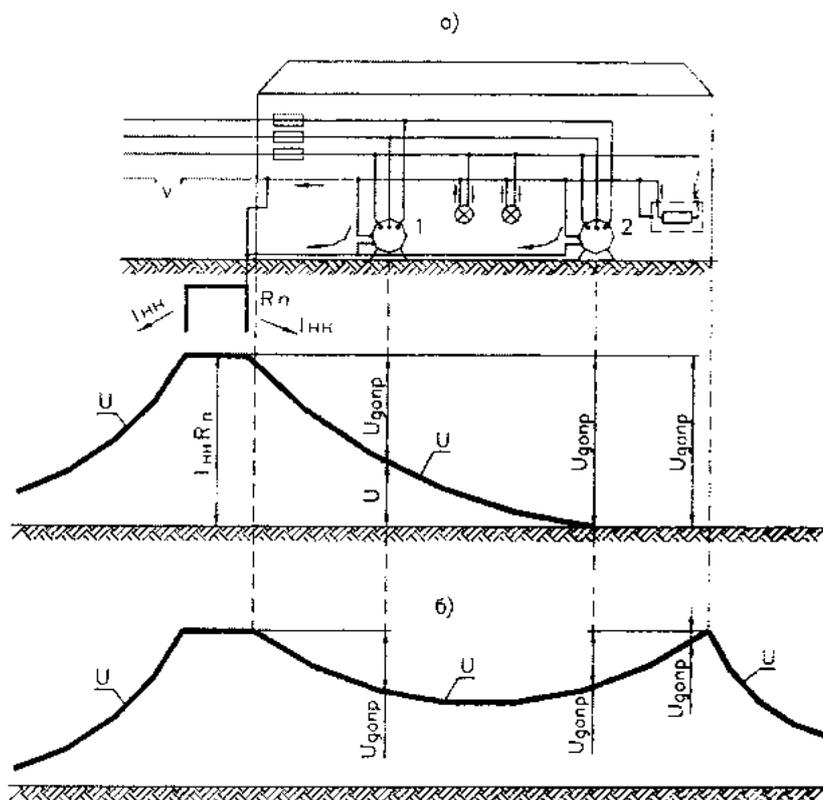


Рисунок 11 – Распределение потенциала по поверхности земли при обрыве нулевого провода: а) без выравнивания потенциала; б) при выравнивании потенциала

$I_{nn}$  – ток неравномерной (несимметричной) нагрузки;

$U$  – потенциал поверхности земли при стекании тока на разном удалении от заземлителя;

$U_{до пр}$  напряжение до прикосновения;

$v$  – место разрыва (обрыва) нулевого провода.

## 5 Особенности выполнения заземлителей в сетях 0,4 кВ с глухозаземленной нейтралью

Сопротивление одиночного заземлителя при токах промышленной частоты рассчитывается по формулам, приведенным в таблице 2.

Диаметр (сечение) вертикальных и горизонтальных заземлителей в установках 0,4 кВ выбирается по механической прочности, коррозионной стойкости. На термическую стойкость заземлители не проверяются.

В таблице 1 приведены нормируемые сечения для выполнения заземления в сети 0,4 кВ.

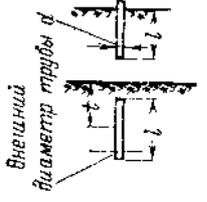
Таблица 1 – Размеры заземлителей и заземляющих проводников, проложенных в земле для сети 0,4 кВ.

Материал	Поверхность	Профиль	Размер		
			Диаметр, мм	Площадь поперечного сечения, мм <sup>2</sup>	Толщина стенки, мм
Сталь черная	Без покрытия	Прямоугольный		100	4
		Угловой трубный	32	100	4 3,5
		Круглый для вертикальных заземлителей	12		
		Круглый для горизонтальных заземлителей	10		
Сталь	Оцинкованная горячим способом	Прямоугольный		90	
		Угловой трубный	25	90	
		Круглый для вертикальных заземлителей	12		
		Круглый для горизонтальных заземлителей		10	2

Увеличение диаметра снижает сопротивление заземления непропорционально расходу металла. Так увеличение площади сечения в 1,2 раза увеличивает расход металла в 1,5 раза, при увеличении диаметра в 10 раз сопротивление снижается на 31%, а расход металла увеличивается в 100 раз.

Обычно заземлители состоят из нескольких, а в земле с высоким удельным сопротивлением из большого числа электродов, соединенных полосой или круглой сталью. Только в том случае, если расстояние между электродами будет достаточно велико, их сопротивление будет мало зависеть от влияния соседних электродов. В реальных условиях электроды расположены более близко друг к другу и, как следствие возникает взаимное влияние их электрических полей друг на друга при растекании тока с заземлителя.

Чем больше сила электродов заземлителя и чем меньше расстояние между ними, тем сильнее сказывается взаимное влияние электродов друг на друга. Это влияние оценивается коэффициентом использования заземлителя. Таблица 2 – Формулы для расчета сопротивления растеканию одиночных заземлителей при токах промышленной частоты.

Форма заземляющего электрода	Тип заземлителя	Схема расположения заземляющего электрода в земле	Расчетная формула для сопротивления растеканию, Ом
Труба (стержень)	Верхний конец над поверхностью земли Верхний конец ниже уровня земли		$R_{\tau 0} = \frac{\rho}{2\pi l} \ln \frac{4l}{d}$ $R_{\tau 0} = \frac{\rho}{2\pi l} \left[ \ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t+l}{4t-l} \right]$
Угловая сталь	Верхний конец ниже уровня земли		$R_{y0} = \frac{\rho}{2\pi l} \left[ \ln \frac{2l}{0,95b} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t+l}{4t-l} \right]$ <p>0,95b = d<sub>y</sub> — эквивалентный диаметр</p>
Полоса	Полосовой (горизонтально проложенный в земле)		$R_{п0} = \frac{\rho}{2\pi l} \ln \frac{2l^2}{bt} \text{ для } \frac{l}{2t} \geq 2,5$
Круглый провод (трос и т.п)	То же		$R_{п0} = \frac{\rho}{2\pi l} \ln \frac{l^2}{d \cdot t} \text{ для } \frac{l}{2t} \geq 2,5$
Полоса или круглый провод в виде кольца	Углубленный кольцевой		<p>Для кольцевого заземлителя из полосы с шириной b</p> $R_k = \frac{\rho}{2\pi^2 D} \left( \ln \frac{16D}{b} + \frac{\pi D}{4t} \right)$ <p>Для кольцевого заземлителя из круглой стали диаметром D</p> $R_k = \frac{\rho}{2\pi^2 D} \left( \ln \frac{8D}{d} + \frac{\pi D}{4t} \right)$ <p>при <math>D \gg d</math>, <math>t &gt; \frac{D}{2}</math></p>

$$\eta = R_0 / R_3 * \pi \quad (8)$$

где  $R_0$  – сопротивление отдельного электрода без учета взаимного влияния;

$R_3$  – сопротивление заземления в целом;

$\pi$  – число электродов (полос).

$\eta$  всегда меньше единицы, а сопротивление заземлителя в целом всегда больше, чем общее сопротивление отдельных заземлителей сложенных параллельно.

В таблице 3 приведены величины коэффициентов использования вертикальных электродов, а в таблице 4 - параллельно уложенных полос. На рисунке 12 приведена картина распределения линий тока с параллельно включенными электродами.

Как видно из таблиц 3 и 4 при близком расположении друг к другу горизонтальные заземлители используются на 25-75%, а вертикальные электроды – на 50-75%. Поэтому расстояние между вертикальными электродами в земле должно быть, как минимум, в 2 раза больше их длины.

В электроустановках с глухозаземленной нейтралью генератора или трансформатора трехфазного переменного тока один из выводов однофазного тока должен быть присоединен к заземлителю при помощи заземляющего проводника.

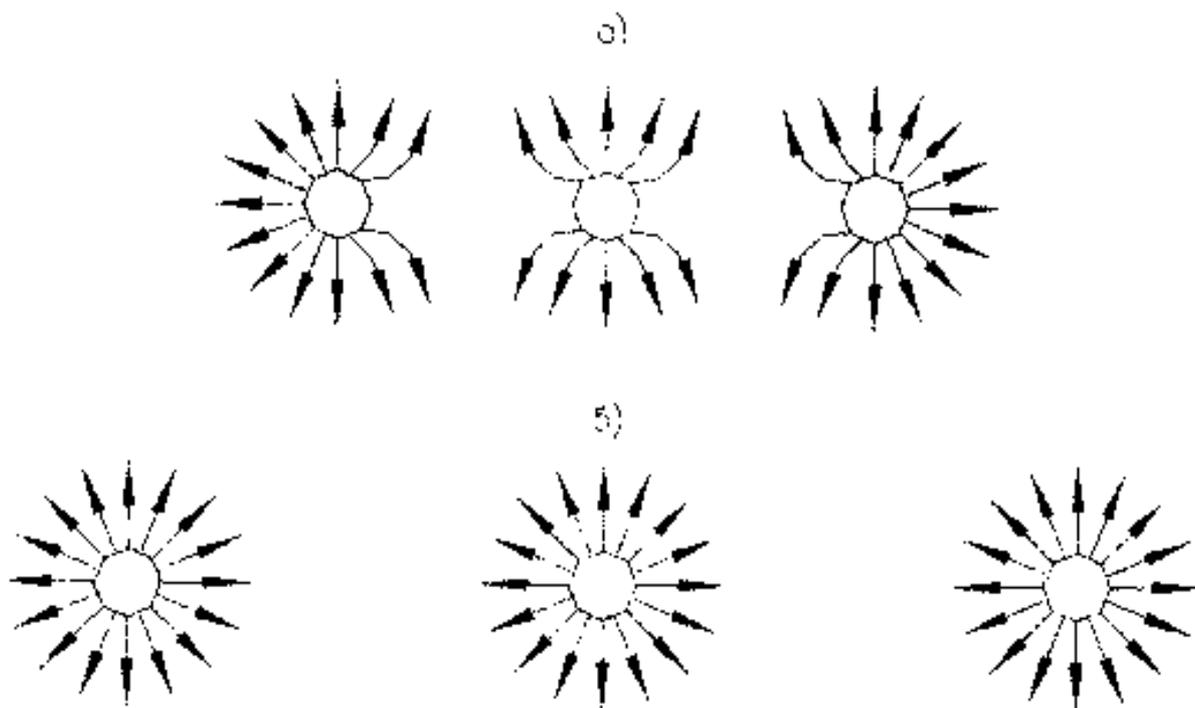


Рисунок 12 - Распределение линий тока с параллельно включенных электродов при близком (а) их расположении друг к другу и далеком (б)

Таблица 3 - Коэффициент использования вертикальных электродов, размещенных в ряд без учета влияния полосы связи.

Отношения расстояния между вертикальными электродами а к их длине t, a/t	Число электродов, п. шт.	Коэффициент использования $\eta$
1	2	0,84-0,87
	5	0,67-0,72
	15	0,51-0,56
2	2	0,9-0,92
	5	0,79-0,83
	15	0,66-0,73
3	2	0,93-0,95
	5	0,85-0,88
	15	0,76-0,8

Таблица 4 – Коэффициент использования параллельно уложенных полос на глубине 0,3-0,8 м.

Длина каждой полосы, м	Число параллельных полос	Расстояние между полосами, м		
		1	5	15
15	Коэффициент использования			
	10	0,25	0,49	0,72
	2	0,55	0,75	0,85

Искусственный заземлитель, предназначенный для заземления нейтрали должен быть расположен вблизи генератора или трансформатора.

Если фундамент здания, в котором размещается подстанция, используется в качестве естественного заземлителя, нейтраль трансформатора следует заземлять путем присоединения не менее чем к двум металлическим колонам или к закладным деталям, приваренным к арматуре.

Искусственный заземлитель, предназначенный для заземления нейтрали, как правило, должен быть расположен вблизи генератора или трансформатора.

Сопротивление заземляющего устройства, к которому присоединены нейтрали трансформаторов или генераторов, или выводы источников постоянного тока, в любое время года должны быть не более 2, 4, 8 Ом соответственно при линейных напряжениях 690, 400, 230 источника трехфазного тока или 400, 230, 133 источника однофазного тока. Это сопротивление должно быть обеспечено с учетом использования естественных заземлителей, а так же заземлителей повторных заземлений PEN или PE проводников воздушной линии напряжением до 1 кВ при числе отходящих линий не менее двух. Сопротивление заземлителя, расположенного в непосредственной близости от нейтрали генератора или трансформатора или вывода источника однофазного тока, должно быть не

более и 15, 30, 60 Ом соответственно при линейных напряжениях 690, 400, 230 В источника трехфазного тока или 400, 230, 133 В источника постоянного тока.

При удельном сопротивлении земли  $\rho > 100$  Ом м допускается увеличивать указанные нормы в 0,01 раз, но не более десятикратного.

При глухом заземлении нейтрали сети 0,4 кВ всякое замыкание одной фазы на землю является однофазным коротким замыканием и должно привести к срабатыванию защитных аппаратов, отключающих поврежденный участок сети.

## 6 Заземление нейтрали в сети 6-35 кВ

Выбор способа заземления нейтрали связан главным образом с поведением системы при замыканиях на землю. Подавляющее число замыканий возникает на ВЛ в результате импульсного перекрытия при разрядах молнии с последующим переходом импульсного перекрытия в дуговой разряд. Принятый способ заземления нейтрали должен в первую очередь обеспечить наиболее быструю ликвидацию дуги замыкания на землю по возможности без нарушения электроснабжения потребителей.

Выбор режима заземления нейтрали в сети 6-35 кВ (или, по-другому, способа заземления нейтрали) - исключительно важный вопрос при проектировании и эксплуатации (реконструкции). Режим заземления нейтрали в сети 6-35 кВ определяет:

- ток в месте повреждения и перенапряжения на неповрежденных фазах при однофазном замыкании;
- схему построения релейной защиты от замыканий на землю;
- уровень изоляции электрооборудования;
- выбор ОПН для защиты от перенапряжений;
- бесперебойность электроснабжения;
- допустимое сопротивление контура заземления подстанции;
- безопасность персонала и электрооборудования при однофазных замыканиях.

Режим заземления нейтрали в сети 6-35 кВ влияет на значительное число технических решений, которые реализуются в конкретной сети.

В сетях среднего напряжения (с номинальным напряжением до 69 кВ по зарубежной классификации) применяются четыре режима заземления нейтрали.

То есть, всего в мире в сетях среднего напряжения (до 69кВ), в отличие от сетей высокого напряжения (110кВ и выше), используются четыре возможных варианта заземления нейтральной точки сети:

- изолированная (незаземленная);
- заземленная через дугогасящий реактор;
- заземленная через резистор (низкоомный или высокоомный);
- глухозаземленная.

Кроме указанных четырех режимов заземления нейтрали в мире применяется также комбинация (параллельное включение) дугогасящего реактора и резистора. Например, такая комбинация встречается в воздушных сетях 20кВ Германии, где дугогасящий реактор обеспечивает гашение кратковременных однофазных перекрытий изоляции на землю, а низкоомный резистор подключается к нейтрали сети параллельно реактору только кратковременно специальным однофазным силовым выключателем. Резистор в такой схеме служит для селективного определения фидера с устойчивым однофазным замыканием на землю.

Если посмотреть на мировую практику эксплуатации сетей среднего напряжения (таблица 5), то хорошо видно, что в отличие от России, где используется режим изолированной нейтрали (примерно 80 % сетей 6-35 кВ) и режим заземления через дугогасящий реактор (примерно 20 % сетей 6-35 кВ), в других странах чаще всего применяется заземление нейтрали через резистор или дугогасящий реактор.

В сетях РБ 6-35 кВ глухозаземленная нейтраль не применяется.

Однофазные замыкания на землю являются преобладающим видом повреждений в электрических сетях среднего напряжения (25-30% общего числа электрических повреждений) и часто являются первопричиной аварий, сопровождающихся значительным экономическим ущербом.

В отличие от разновидностей коротких замыканий (трехфазное, двухфазное...) разновидности ОЗЗ существенно отличаются по форме и значениям электрических величин, подводимых к измерительным органам защиты от этого вида повреждений и, следовательно, условиям функционирования последней. Все разновидности ОЗЗ можно разделить на две группы: устойчивые и неустойчивые.

Устойчивые ОЗЗ, имеющие место при наличии устойчивой гальванической связи поврежденной фазы с землей (металлическая связь, переходное сопротивление, устойчиво горящая дуга) характеризуются наличием в токах и напряжениях только принужденных составляющих

промышленной частоты и высших гармоник рисунок 13а,б.

Таблица 5 – Режим заземления нейтрали в сетях 6-35 кВ в различных странах мира.

Страна	Способ заземления нейтрали			
	изолированная	заземленная через реактор	заземленная через резистор	глухозаземленная
Россия	+	+	-	-
Австралия	-	-	+	+
Канада	-	-	+	+
США	-	-	+	+
Испания	-	+	+	+
Португалия	-	-	+	-
Франция	-	+	+	-
Япония	-	-	+	-
Германия	-	+	+	-
Австрия	-	+	+	-
Бельгия	-	-	+	-
Великобритания	-	-	+	+
Швейцария	-	+	+	-
Финляндия	+	+	+	-
Италия	-	+	+	-
Чехия	-	+	+	-
Словакия	-	+	+	-
Швеция	-	+	+	-
Норвегия	-	+	+	-

Неустойчивые дуговые замыкания – основной вид ОЗЗ, характеризуется прерывистой формой тока, в котором преобладают свободные составляющие переходного процесса с амплитудами, достигающимися в зависимости от суммарного емкостного тока сети  $I_{C\Sigma}$ , удаленности точки ОЗЗ от шин, напряжения на поврежденной фазе в момент пробоя изоляции, параметров линий электрической сети.

Все неустойчивые ОЗЗ условно можно разделить на две разновидности: однократные самоустраняющиеся пробой изоляции - «клевки земли» и дуговые прерывистые замыкания – последовательность, в общем случае, не периодическая самоустраняющихся пробоев изоляции (рисунок 13в,г) Если повторные зажигания дуги происходят через небольшие интервалы времени, не превышающие примерно 0,1с, ОЗЗ сопровождаются накоплением зарядов на фазах и дополнительным смещением нейтрали. Такую разновидность ОЗЗ называют дуговым перемежающимся замыканием на землю. В сетях с изолированной нейтралью при дуговых перемежающихся ОЗЗ минимальные бестоковые паузы между повторными пробоями изоляции обычно не превышают 40-50мс, в некоторых случаях погасания и зажигания дуги могут повторяться каждый период и даже полупериод. Длительность горения дуги

обычно не превышает 20-40мс.

Большинство ОЗЗ в кабелях и электрических машинах в начальной стадии развития повреждения изоляции, продолжающейся как минимум несколько минут, имеют дуговой прерывистый характер, при котором существенно снижается эффективность срабатывания защит от этого вида повреждений, основанных на использовании различных составляющих установившегося тока КЗ.

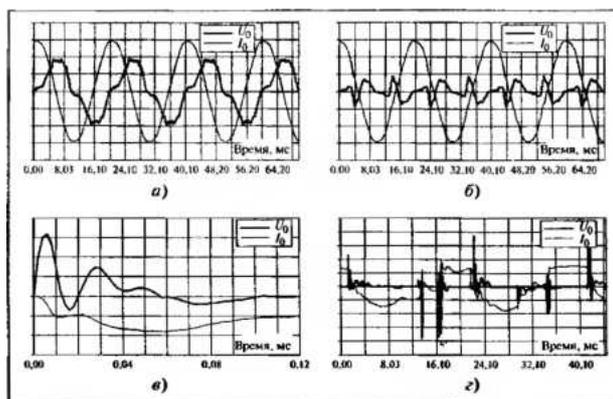


Рисунок 13 - Разновидности ОЗЗ в электрических сетях 6 - 10 кВ:

*а* - устойчивое ОЗЗ в сети с изолированной нейтралью; *б* - устойчивое ОЗЗ в компенсированной сети; *в* - кратковременный самоустранившийся пробой изоляции; *г* - дуговое прерывистое ОЗЗ.

В электрических сетях 6-35 кВ РБ, работающих, как правило, изолированной или компенсированной нейтралью, значения токов ОЗЗ невелики, они не превышают 20-30А. Поэтому сети этих классов напряжения называют сетями с малым током замыкания на землю. Однако, ОЗЗ представляют большую опасность для оборудования электрических сетей и для находящихся вблизи ОЗЗ людей и животных. Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей требуют в одних случаях быстро отключать ОЗЗ, а в других – немедленно приступить к определению присоединения ОЗЗ и затем отключать его, в тоже время допускается довольно длительное существование режима ОЗЗ. Ограничения существования режима с ОЗЗ существует только для сетей генераторного напряжения – 2 часа.

Все разнообразие возможных режимов заземления нейтрали электрических сетей среднего напряжения 6 - 10 кВ можно разделить на две группы.

К *первой группе* относятся режимы, допускающие работу сети с ОЗЗ. Этот подход к заземлению нейтрали исходит из основного положения, что замыкание одной фазы на землю не влияет на треугольник междуфазных

напряжений, определяющий работу потребителей, поэтому нет необходимости в немедленном отключении. Защита от ОЗЗ в сетях с такими режимами заземления нейтрали выполняется, как правило, с действием на сигнал. Основным требованием к режиму заземления нейтрали в этом случае является создание условий, обеспечивающих надежность функционирования сети с ОЗЗ на время, достаточное для отыскания поврежденного элемента и его отключения вручную без нарушения электроснабжения потребителей. Такой подход к режиму заземления нейтрали и способу действия защиты от ОЗЗ позволяет предотвратить *внезапность нарушения электроснабжения потребителей*, которая в большинстве отраслей промышленности является основной причиной ущерба, обусловленного отключением поврежденного элемента

Ко *второй группе* относятся режимы, не допускающие работу сети с ОЗЗ. Этот подход основан на предположении, что обеспечить достаточно надежную работу сети с замыканием одной фазы на землю очень трудно, так как ОЗЗ представляет опасность не только для поврежденного элемента, но и для всей электрической сети в целом, т.е. является дефектом в электроустановке, требующим немедленного отключения поврежденного элемента и возвращения электрической сети в нормальное, без смещения нейтрали, состояние. Основными требованиями к режиму заземления нейтрали в этом случае являются обеспечение высокой устойчивости функционирования наиболее простых и надежных токовых защит от ОЗЗ и надежности функционирования электрической сети в интервале времени от момента возникновения ОЗЗ до его отключения защитой от этого вида повреждений. Основным недостатком данного подхода к выбору режима нейтрали и способа действия защиты от ОЗЗ является увеличение числа внезапных отключений поврежденного элемента и нарушений электроснабжения потребителей.

При выборе подхода к режиму заземления нейтрали сетей 6 - 10 кВ необходимо учитывать следующие соображения.

1. Увеличение степени резервирования и автоматизации распределительных электрических сетей, систем электроснабжения и технологических процессов потребителей во многих случаях снизили остроту требования сохранения в работе (на ограниченное время) поврежденных при ОЗЗ элементов (линий, электродвигателей и др.). В связи с этим может быть существенно расширена область применения в сетях 6 - 10 кВ защит от ОЗЗ с действием на отключение.

Действие защиты от ОЗЗ на отключение представляется необходимым при любом режиме заземления нейтрали в следующих случаях:

- на всех элементах, внезапное отключение которых не приводит к нарушению электроснабжения и технологического процесса у потребителей (например, при наличии резерва);

- в электроустановках, где отключение ОЗЗ необходимо по требованиям электробезопасности;

- на генераторах, мощных электродвигателях и в других случаях, когда ожидаемый ущерб от внезапного отключения поврежденного элемента меньше, чем ущерб от последствий длительного протекания тока ОЗЗ или перехода замыкания в КЗ (например, пожары в кабельных тоннелях вследствие дуговых перемежающихся ОЗЗ, повреждения генераторов и электродвигателей, приводящие к длительному ремонту и простоям технологического оборудования и др.).

Во всех остальных случаях предпочтительнее действие защиты от ОЗЗ на сигнал (селективная сигнализация ОЗЗ), позволяющее при определенных условиях выявить поврежденный элемент и отключить его без нарушения электроснабжения потребителей.

2. Расширение области применения защиты от ОЗЗ с действием на отключение создает возможности для применения режимов заземления нейтрали, не допускающих длительную работу сети с ОЗЗ, но более эффективных в плане ограничения перенапряжений в переходных режимах ОЗЗ, исключения феррорезонансных процессов и т.п. (например, низкоомное заземление нейтрали вместо режима изолированной нейтрали или режима компенсации емкостных токов ОЗЗ).

3. Полный отказ или значительное ограничение области применения в сетях 6 - 10 кВ режимов заземления нейтрали, обеспечивающих возможность работы сети с ОЗЗ в течение ограниченного времени, и соответственно, защиты от ОЗЗ с действием на сигнал (сигнализации ОЗЗ) в настоящее время и в ближайшей перспективе вряд ли возможны по следующим причинам:

на уровне распределительных сетей отключение от защиты линий может приводить к нарушению электроснабжения предприятий и отдельных районов; возможности избирательного отключения потребителей на этом уровне в большинстве случаев довольно ограничены, поэтому фактор внезапности нарушения электроснабжения играет наиболее существенную роль в величине обусловленного отключением ущерба;

- на уровне систем электроснабжения промышленных предприятий

отключение от защиты элементов (линий, трансформаторов, электродвигателей) может приводить к необходимости отключения цехов, установок и вследствие этого останова или нарушению технологического процесса; внезапность отключения в большинстве отраслей промышленности является основным фактором, влияющим на величину и характер ущерба.

Таким образом, действие защиты от ОЗЗ на отключение приносит положительный эффект только при достаточно высокой степени автоматизации и резервирования как электрической сети, так и технологических процессов у потребителей. Учитывая это, можно полагать, что в ближайшей перспективе при расширении области применения режимов заземления нейтрали, не допускающих длительную работу сети с ОЗЗ (например, низкоомного заземления нейтрали через резистор), в качестве основных режимов заземления нейтрали сетей 6 - 10 кВ сохранятся режимы, обеспечивающие возможность работы сети с замыканием на землю в течение ограниченного времени и, соответственно, действия защиты от ОЗЗ на сигнал. К таким режимам заземления нейтрали относятся:

- изолированная нейтраль (при ограниченных значениях суммарного емкостного тока сети);
- резонансное заземление нейтрали (компенсация емкостного тока ОЗЗ);
- высокоомное заземление нейтрали через резистор (при ограниченных значениях полного активно-емкостного тока ОЗЗ).

Предлагается также комбинированный режим заземления нейтрали, представляющий собой сочетание резонансного и высокоомного заземления нейтрали, сочетающий основные достоинства указанных режимов нейтрали.

Выбор конкретного режима заземления нейтрали является результатом учета большого числа многообразных факторов. Важнейшими из них являются: надежность работы электрической сети с ОЗЗ в течение заданного времени, эффективность функционирования защиты от ОЗЗ, безопасность ОЗЗ для людей и животных, находящихся вблизи места повреждения, воздействие тока в месте повреждения на ЛЭП.

Основными факторами, влияющими на надежность работы электрической сети при ОЗЗ, являются значение тока в месте повреждения, возможность появления феррорезонансных и резонансных процессов, перенапряжения на неповрежденных фазах и нейтрали сети при неустойчивых дуговых замыканиях.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ с изолированной

нейтралью сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года с учетом сопротивления естественных заземлителей должно быть не более определенной по формуле (9)

$$R \leq 250/I \quad (9)$$

но не более 10 Ом, где  $I$  – расчетный ток замыкания на землю, А.

В качестве расчетного тока принимается:

- в сетях без компенсации емкостных токов – ток замыкания на землю;
- в сетях с компенсацией емкостного тока:

1) для заземляющих устройств, к которым присоединены компенсирующие аппараты – ток, равный 125% номинального тока наиболее мощного из этих аппаратов;

2) для заземляющих устройств, к которым не подсоединены компенсирующие аппараты – ток замыкания на землю, проходящий в данной сети при отключении наиболее мощного из компенсирующих аппаратов.

Расчетный ток замыкания на землю должен быть определен для той из возможных в эксплуатации схем сети, при которой он имел наибольшее значение.

При использовании заземляющего устройства одновременно для электроустановок напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью сопротивление устройства должно быть не более чем определено в разделе сети напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью.

На подстанциях должно быть выполнено одно общее заземляющее устройство, к которому должны быть присоединены:

- нейтраль трансформаторов;
- корпус трансформаторов;
- металлические оболочки, броня и экраны кабелей;
- открытые проводящие части электроустановок;
- сторонние проводящие части.

Экраны кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена в однофазном исполнении должны заземляться в одной точке – у потребителя, при заземлении в двух точках из-за разных электромагнитных условий по экрану кабелей, из-за получения короткозамкнутого витка могут протекать токи, превосходящие термическую стойкость экрана.

Ориентировочно емкостной ток замыкания на землю определяется по формулам 10,11:

- для кабельной сети

$$I_C = U \cdot l / 10 \quad (10)$$

– для воздушной сети

$$I_C = U \cdot l / 350 \quad (11)$$

где –  $U$  – линейное напряжение сети, кВ;

$l$  – длина линии, км.

Определение  $I_C$  методом непосредственного измерения при выполнении искусственного замыкания на землю не рекомендуется из-за возможности возникновения местных повреждений изоляции во время проведения опыта замыкания фазы на землю. Измерение величины тока замыкания на землю методом металлического замыкания на землю в то же время прост, требует минимального количества аппаратуры и приборов, дает наиболее высокую точность по сравнению с расчетным методом, методом снятия резонансной кривой и методом создания искусственной несимметрии. Измерения производятся быстро и не требуют никаких сложных расчетов для получения окончательных результатов. Схема измерения тока ОЗЗ приведена на рисунке 14.

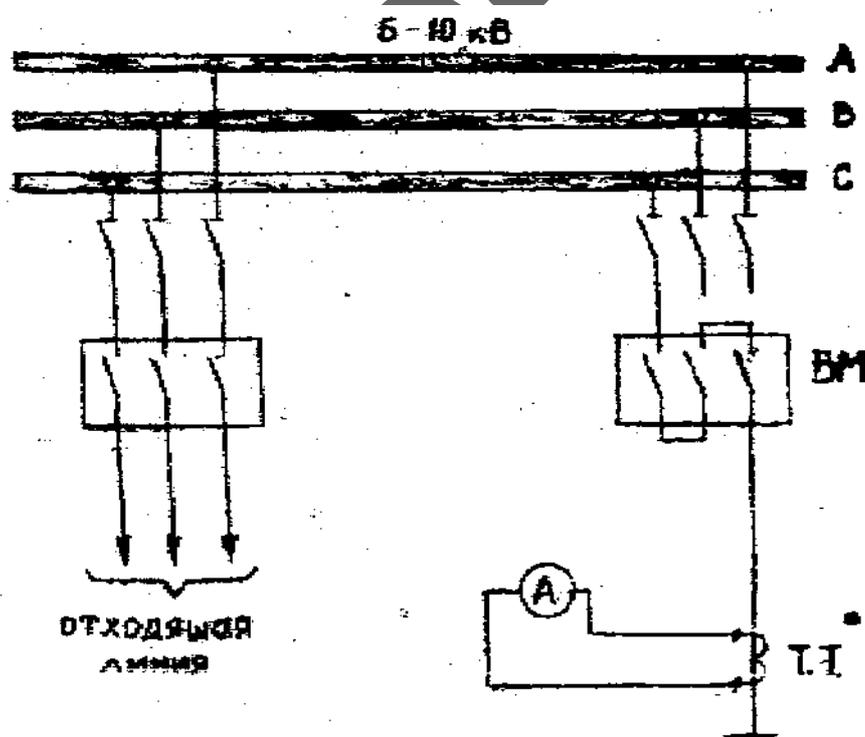


Рисунок 14 – Схема измерения токов ОЗЗ.

Для проведения измерений выделяется система шин и один из выключателей ВМЗ. Желательно использовать резервный выключатель. Выключатель ВМЗ оснащается мгновенно действующей защитой (токовой

отсечкой), ток срабатывания которой не должен превышать пятикратной величины рассчитанного емкостного тока сети  $I_c$ . Выключатель ВМз расшиновывается и фаза, на которой будет производиться замыкание на землю (например фаза С), замыкается на землю через все разрывы выключателя и трансформатора тока ТТ. Класс точности последнего желательно иметь не ниже 0,5. Трансформатор тока *ТТ может* быть на любое номинальное напряжение, но ток при измерении не должен превышать номинального. Перед производством измерений проверяется коэффициент трансформации трансформатора тока. Сопротивление измерительных вторичных цепей не должно превышать сопротивление, соответствующее классу точности трансформатора тока.

Включение и отключение выключателя ВМз должно осуществляться дистанционно, на безопасном расстоянии от ячейки ВМз. Также на безопасном расстоянии должны быть вынесены приборы измерения.

Следует стремиться к тому, чтобы замыкание на землю, производимое в целях измерения, охватывало только часть сети с возможно меньшим током замыкания на землю. В этом случае при повреждении изоляции одной из здоровых фаз где-либо в сети, после отключения от защиты ВМз, возникшая в месте повреждения дуга самоликвидируется или горение этой дуги не будет опасным для междуфазной изоляции.

Недостатки этого способа:

- повышение напряжения на двух фазах до  $\sqrt{3}U_{\phi}$ ;
- при наличии в сети ослабленной изоляции, возможен при производстве измерений, выход её из строя и возникновение двойного замыкания на землю с аварийным отключением одной или нескольких линий;
- при отсутствии резервной ячейки необходимо отключать одну из действующих линий для подключения измерительной схемы.
- В связи с указанными ранее недостатками метода металлического замыкания, рекомендуется применять для измерения емкостного тока в сетях без компенсации метод создания искусственной несимметрии.

Сущность метода заключается в создании в трехфазной сети определенной несимметрии, путем подключения к одной из фаз конденсатора с величиной емкости, определяемой по формуле 12:

$$C = (0,3 \div 0,5) \frac{I_c}{U_{\text{л}}}, \text{ мкф} \quad (12)$$

где –  $I_c$  ориентированный ожидаемый емкостной ток, А;

$U_{\text{л}}$  – линейное напряжение сети, кВ.

Собирается схема для производства измерений (рисунок 15):

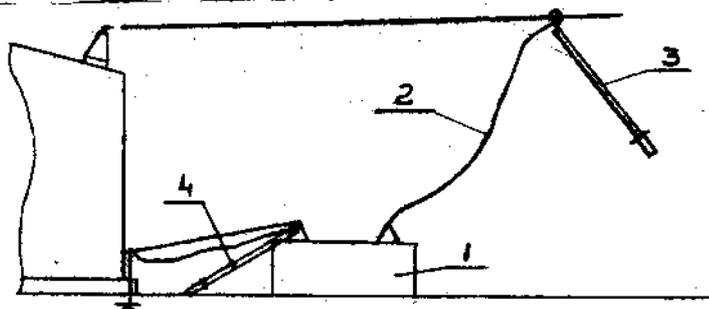


Рисунок 15 - Схема для производства измерений.

- 1 – дополнительная емкость;
- 2 – высоковольтный провод типа ПВД-I;
- 3 – изолирующая штанга;
- 4 – разрядная штанга.

Один вывод дополнительной емкости присоединяется к контуру заземления, другой к изолирующей штанге 35-110 кВ. В качестве места подключения емкости могут быть выбраны доступные и удобные для подключения места: ошиновка отходящих линий, шины секции, шинный мост и т.п.

Перед производством измерений производят замеры во вторичных цепях ТН, определяют фазные и линейные напряжения на шинах подстанции. Этим проверяется отсутствие замыкания на землю и фиксируются величины напряжений. Перекос фазных напряжений не должен превышать 5%.

Подключить дополнительную емкость путем касания изолирующей штангой одной из фаз.

Произвести замеры фазных и линейных напряжений во вторичных цепях ТН. Все измерения напряжений производятся вольтметром класса точности не ниже 0,5 с пределом шкалы до 150 В.

Отключить дополнительную емкость путем снятия изолирующей штанги.

Отсоединить конденсатор. Восстановить нормальную схему присоединения.

Величина емкостного тока определяется по формуле 13:

$$I_C = 314 * k * U_{л}' * c / U_{л} - \sqrt{3} U_C, \text{ А} \quad (13)$$

где  $U_{л}'$  и  $U_{л}$  – напряжение в вольтах, непосредственно измеренные во вторичных цепях ТН;

$U_C$  – фазное напряжение на фазе, к которой подсоединен конденсатор;

$U_{л}$  – линейное напряжение;



соответствии с программой, утвержденной главным инженером предприятия, применительно к каждому конкретному случаю, указанием ответственных лиц и соблюдением правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок.

Необходимо помнить, что заряженный конденсатор является источником тока высокого напряжения, поэтому все пересоединения выполняют: в диэлектрических перчатках, после разряда разрядной штангой, закорачивание и заземление выводов конденсатора.

Высоковольтный конденсатор, используемый для создания несимметрии, должен быть испытан перед каждым производством измерений на объекте.

### 7 Режим изолированной нейтрали в сети 6-35 кВ

На рисунке 17 приведена схема сети 6-35 кВ и векторная диаграмма токов и напряжений при нормальной работе с изолированной нейтралью.

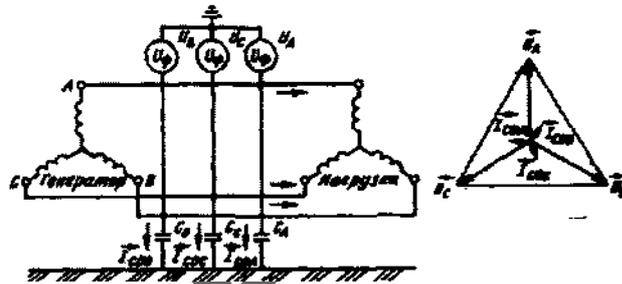


Рисунок 17 - Схема сети 6-35 кВ и векторная диаграмма токов и напряжений.

В нормальном режиме работы напряжений фаз сети относительно сети ( $\bar{U}_A, \bar{U}_B, \bar{U}_C$ ) симметричны и равны фазному напряжению, а емкостные (зарядные) токи относительно земли ( $\bar{I}_{COA}, \bar{I}_{COB}, \bar{I}_{COC}$ ) так же симметричны и равны между собой. Емкостной ток фазы определяется по формуле 14:

$$I_{CO} = U_{\phi} \omega c \quad (14)$$

Приведенная векторная диаграмма на рисунке 16 справедлива в идеальном случае. В реальной сети из-за разной фазной емкости (в воздушной сети разная высота подвеса проводов) возникает явление смещения нейтрали и появление напряжения несимметрии, которое можно определить по формуле 15:

$$\bar{U}_{nc} = \bar{U}_a (C_a + a^2 * C_b + a * C_c) / C_a + C_b + C_c, \quad (15)$$

где  $\vec{U}$  – вектор напряжения фазы А;

$C_A, C_B, C_C$  – емкости фаз относительно земли, мкф;

$a$  – фазный множитель определяется по формуле 16:

$$a = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}; \quad a^2 = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} \quad (16)$$

Степень несимметрии напряжения определяется по формуле 17:

$$U_{НС} = \frac{U_{НС}}{U_{Ф}} * 100\% \quad (17)$$

На рисунке 18 приведена схема распределения токов в трехфазной системе с изолированной нейтралью при замыкании одной фазы на землю (рисунок 18):

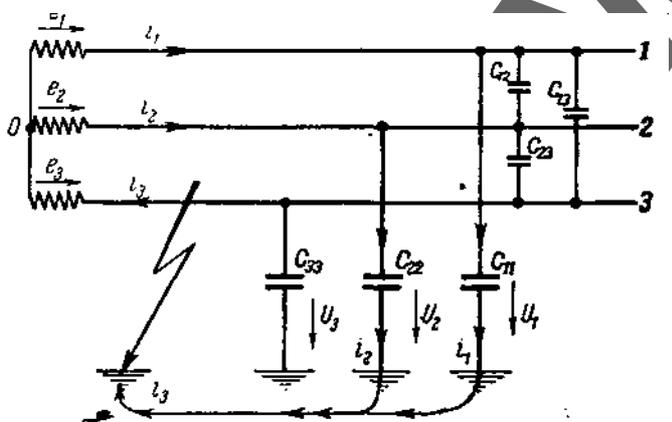


Рисунок 18 – Распределение токов в трехфазной системе с изолированной нейтралью при замыкании одной фазы на землю

Под системой с изолированной нейтралью подразумевают систему, в которой нейтрали трансформаторов и генераторов не имеют глухого соединения с землей. В такой системе при нормальном режиме работы и одинаковых частичных емкостях на землю напряжения изоляции между землей и фазой происходит замыкание на землю, которое сопровождается изменением напряжения на фазах, а так же на нейтрали. Основными причинами замыкания на землю являются: перекрытия или пробой изоляции под воздействием атмосферных перенапряжений, обрыв проводов, набросы.

При глухом замыкании фазы на землю напряжение на неисправной фазе снижается до нуля, на исправных фазах возрастает до линейного и на нейтрали – до фазного.

Замыкание на землю может иметь перемежающийся характер, дуга замыкания на землю периодически гаснет и восстанавливается. В этом случае говорят о перемежающейся дуге. При появлении перемежающейся дуги в системе могут возникнуть перенапряжения равные 3-3,5  $U_{Ф}$  и в исключительных случаях – 5,2  $U_{Ф}$ .

При изолированной нейтрали, в случае замыкания фазы на землю, система может работать в течение длительного времени. Такой режим работы не является аварийным, а лишь ненормальным режимом. Замыкание на землю практически не влияет на систему междуфазных напряжений и режим работы электроприемников. Режим работы с изолированной нейтралью – это попытка увеличения надежности работы сети с минимальными затратами.

На рисунке 19 приведена векторная диаграмма напряжений и токов в трехфазной системе при замыкании одной фазы на землю.

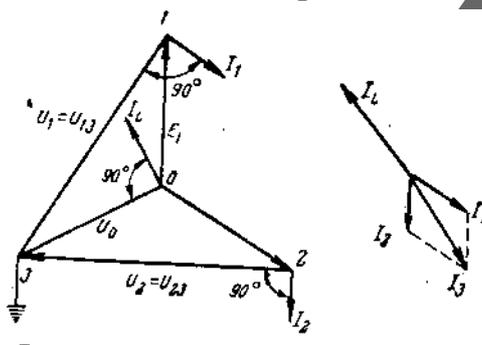


Рисунок 19 - Векторная диаграмма напряжений и токов в трехфазной системе при замыкании одной фазы на землю.

Провода линии имеют частичные емкости по отношению к земле  $C_{11}$ ,  $C_{22}$ ,  $C_{33}$  и емкости между фазами  $C_{12}$ ,  $C_{13}$ ,  $C_{23}$ . Если система симметрична, потенциал каждой фазы по отношению к земле будет равен фазному напряжению. В этом случае частичные емкости по отношению к земле  $C_{11}$ ,  $C_{22}$ ,  $C_{33}$  и частичные емкости  $C_{12}$ ,  $C_{13}$ ,  $C_{23}$  будут равны между собой. Междуфазные емкости  $C_{12}$ ,  $C_{13}$ ,  $C_{23}$  не рассматриваются, так при однофазных замыканиях их влияние на токи в земле не сказываются. В этом случае, если произойдет однофазное замыкание на землю, напряжение на поврежденной фазе (замыкание «глухое») будет равно нулю, а на двух других оно возрастет до линейного. Это видно на рисунке 19.

Величина тока, проходящего через место замыкания на землю определяется по формуле 18:

$$I_3 = I_1 + I_2 \quad (18)$$

В силу симметрии системы  $I_1 = I_2 = U_{\text{Л}} \omega C_{11} = U_{\text{Л}} \omega C_{22}$ , тогда ток замыкания можно определить по формуле 19:

$$I_3 = 2I \cos 30^\circ = I_1 \sqrt{3} = \sqrt{3} U_{\text{Л}} \omega C_{11} \quad (19)$$

тогда ток замыкания можно определить по формуле 20:

$$I_3 = 3\omega C_0 l U_{\text{Ф}}, \quad (20)$$

где  $C_0$  – емкость фазы линии на единицу длины по отношению к земле;  
 $l$  – длина линии.

В соответствии с формулой 20 ток  $I_3$  зависит от напряжения, емкости фаз относительно земли, то есть от конструкции линий сети и их протяженности.

В случае замыкания на землю через переходное сопротивление напряжение поврежденной фазы относительно земли будет больше нуля, но меньше фазного, а неповрежденных фаз - больше фазного, но меньше линейного, меньше будет и ток замыкания на землю.

При ОЗЗ в сетях с незаземленной нейтралью треугольник линейных напряжений не искажается, поэтому потребители, включенные на междуфазные напряжения, продолжают работать нормально. Вследствие того, что при металлическом замыкании фазы на землю напряжение неповрежденных фаз увеличивается в  $\sqrt{3}$  раз (до линейного). Изоляция в сетях с изолированной нейтралью должна быть усилена также в  $\sqrt{3}$  раз. Это ограничивает область использования этого режима в сетях с напряжением до 35 кВ и ниже, где стоимость изоляции электроустановок не является определяющей, и некоторое ее увеличение компенсируется повышенной надежностью питания потребителей, если учесть, что однофазные замыкания на землю составляют в среднем до 65% всех нарушений изоляции. Увеличение надежности электроснабжения потребителей справедливо в слабо разветвленных сетях с небольшими токами ОЗЗ.

В тоже время при работе сети с замкнутой на землю фазой становится более вероятным повреждение другой фазы и возникновение междуфазного короткого замыкания через землю (рисунок 20):

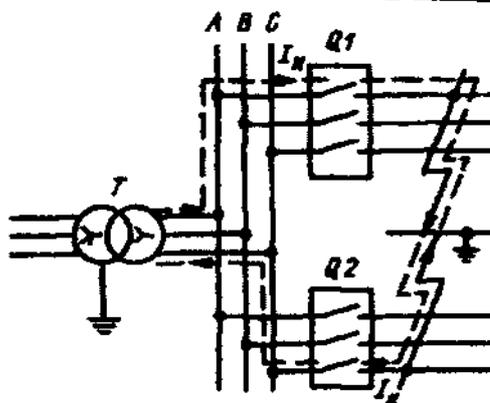


Рисунок 20 – Двойное замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью

Вторая точка замыкания может находиться на другом участке электрически связанной сети. Таким образом, короткое замыкание затронет

несколько участков сети, вызывая их отключение, например, в случае показанном на рисунке 20, могут отключиться сразу две линии.

На стадии проектирования ТП, РП сложность состоит в том, что отсутствуют достоверные данные об удельном электрическом сопротивлении грунта, об его изменении от верхнего слоя к нижнему, так как не производится ВЭЗ (вертикальное электрическое зондирование) для определения эквивалентного сопротивления грунта, не смотря на то, что в настоящее время нет необходимости производить расшифровку ВЭЗ по геологическим полеткам, а расшифровывать – по разработанным программам, что значительно упрощает процесс расшифровки.

Изыскательские разработки сами по себе весьма дороги и отдельно для таких небольших объектов не производятся, и удельное электрическое сопротивление грунта принимают в зависимости от характера грунта по данным, приведенным в ТКП 339, в которых разброс сопротивлений достаточно велик. О точности расчетов при этом говорить не приходится.

В соответствии с ТКП-339 величина нормируемого сопротивления заземляющего устройства определяется по формуле 9. Поскольку ТКП-339 допускает в таких сетях длительное время существования ОЗЗ, то, согласно этой формуле, фактически допускается длительное существование напряжения 250 на заземленных элементах этих электроустановок. Принимая во внимание, что в ТКП-339 не предусмотрена необходимость выравнивания напряжений прикосновения на таких электроустановках, может оказаться, что на территории электроустановок или по их периметру будут длительно существовать напряжения прикосновения, превышающие требования ТКП-339 и ГОСТ 50571.18-2000.

Эти РД ограничивают величину напряжения на заземляющем устройстве электроустановок напряжением до 1 кВ и выше 1 кВ при ОЗЗ в тех случаях, когда от них питаются находящиеся за пределами системы выравнивания потенциалов электроприемники до 1 кВ. По существу здесь идет речь об ограничении выноса потенциала с территории РП и ТП.

Так, согласно кривой (рисунок 21), напряжение замыкания на землю при времени срабатывания защиты 10с не должно превышать 67В, а при напряжении 250В время отключения должно быть около  $\approx 0,3$ с, что не соответствует ГОСТу 30331.4-95, где требования в соответствии с техникой безопасности установлено 0,4с.

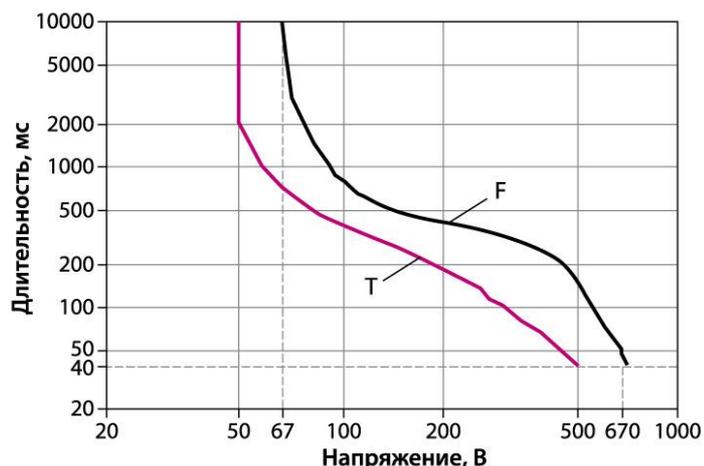


Рисунок 21 - Зависимость напряжения замыкания (кривая F) и ожидаемого напряжения прикосновения (кривая T) от максимальной длительности замыкания на землю на стороне выше 1кВ.

В противном случае, необходимо чтобы нейтральный проводник электроустановки до 1 кВ потребителя был заземлен через электрически независимый заземлитель (рисунок 22), что не всегда выполнимо, например для КТП, представляющих собой единую конструкцию трансформатора и щита.

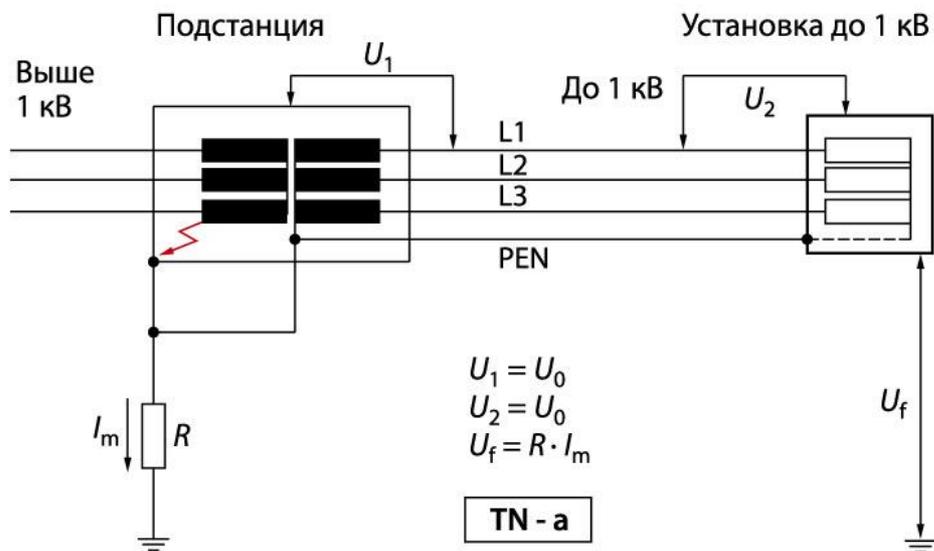


Рисунок 22 – Заземление электроустановок до 1кВ и выше 1кВ через независимые заземлители.

Существующие способы заземления нейтрали в сетях 6-35 кВ определили ряд особенностей внутренних перенапряжений в них.

*Резонансные перенапряжения.*

Возникновение этого вида перенапряжений возможно в сетях 6-35 кВ с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор, при несимметрии в сети, которая может быть вызвана:

- естественным отличием по фазам параметров воздушных и кабельных линий 6 - 35 кВ;

- неполнофазным включением одного из присоединений, например, в процессе коммутации из-за неодновременности замыкания контактов выключателя или отказа в действии одной или двух его фаз;

- обрывом проводов, перегоранием плавких вставок предохранителей.

Резонансные перенапряжения принципиально могут развиваться лишь в случае недокомпенсации индуктивностью ДГР емкости сети и, в случае своего возникновения, приводят к резонансному смещению нейтрали, т.е. охватывают всю сеть.

#### *Феррорезонансные перенапряжения.*

В сетях 6-35 кВ феррорезонансные перенапряжения могут быть вызваны неполнофазными включениями силовых трансформаторов. При этом в ряде случаев феррорезонансные перенапряжения возникают и на нейтрали источника, охватывая, таким образом, всю сеть.

Измерительные трансформаторы напряжения имеются практически на каждой секция 6-35 кВ. Для целей измерения и контроля изоляции первичные обмотки трансформаторов напряжения присоединяются между фазой и землей, поэтому параллельно емкости сети на землю оказывается включенной нелинейная индуктивность каждой фазы ТН. Это создает схему, в которой потенциально могут существовать феррорезонансные колебания, которые определяются параметрами схемы и числом трансформаторов напряжения на фазу. В сетях с изолированной нейтралью такие феррорезонансные колебания являются причиной перенапряжений, которые могут возникать при симметрии схемы за счет смещения нейтрали, вызванного насыщением стали трансформаторов напряжения в том или ином переходном процессе. Примерами таких переходных процессов могут служить отключение устойчивого однофазного замыкания на землю или перемежающееся неустойчивое замыкание на землю.

#### *Дуговые перенапряжения.*

подавляющее большинство нарушений нормальной работы сетей с изолированной нейтралью связано с повреждением изоляции относительно земли, т.е. связано с однофазным замыканием на землю (ОЗЗ). Однофазные замыкания в сети, особенно при малых токах, редко переходят в устойчивые однофазные - повреждения. Дуговой процесс замыкания, как правило, приобретает неустойчивый характер, при котором имеют место многократные гашения и зажигания заземляющей дуги. Как следствие, в сети

возникают значительные перенапряжения, которые сами по себе или при их наложении на переходные процессы другого вида (например, коммутационные перенапряжения) могут быть опасными.

По причине возникновения дуговые перенапряжения являются внутренними перенапряжениями, однако однозначно отнести их к квазистационарным или коммутационным перенапряжениям не представляется возможным: по длительности существования эти перенапряжения относятся к квазистационарным, так как могут существовать до нескольких часов, а по причине возникновения - к коммутационным, так как вызваны изменением схемы сети. Поэтому дуговые перенапряжения традиционно выделяются отдельно.

Как правило, кратность дуговых перенапряжений не превышает величины 3,0-3,5 (по отношению к амплитуде фазного напряжения сети). Опасность дуговых перенапряжений определяется не столько их величиной, сколько длительностью их существования и тем, что они охватывают всю сеть.

Длительность существования ОЗЗ нормируется правилами технической эксплуатации электроустановок (ПТЭ) в зависимости от вида электрических сетей и составляет:

- в контролируемых сетях, питаемых от турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов, а также с присоединенными мощными электродвигателями, с токами однофазного замыкания на землю в генераторной цепи более 5 А - не более 0,5 сек; при токе однофазного замыкания на землю ниже 5 А - 2 часа и может быть увеличено до 6 часов, если однофазное замыкание находится вне обмоток;

- в кабельных сетях 6-35 кВ, не содержащих присоединенных турбогенераторов, синхронных компенсаторов и мощных электродвигателей - 2 часа и может быть допущено увеличение до 6 часов по согласованию с энергоснабжающей организацией;

- в воздушных сетях, работающих с изолированной нейтралью или компенсацией емкостного тока замыкания на землю и не содержащих электростанций и присоединений с электродвигателями, время отключения однофазного замыкания на землю не нормируется.

Величина перенапряжений (следовательно и смещения нейтрали) при дуговых замыканиях на землю определяется моментами гашения и зажигания дуги. Перемежающие дуги в одних случаях могут иметь малое значение (заметно меньше  $U_{\phi}$ ) в других - характеризуются быстрым

возрастанием напряжений последующих зажиганий.

Малые напряжения зажигания могут иметь место при пробое небольших промежутков в пазу электрической машины, в кабеле и т.п. При этом зажигании дуги происходит регулярно, и через некоторое время, как правило, максимум 2-3 секунды, дуга замыкания переходит в устойчивую дугу. Окончательное погасание дуги может быть достигнуто лишь путем отключения поврежденного участка. Возникающие перенапряжения на неповрежденных фазах близки к наблюдаемым при устойчивой дуге.

Максимум перенапряжений образуется при гашении тока в момент близкий максимуму напряжения на неповрежденной фазе. В этом случае на нейтрали остается максимальный заряд. В сети с изолированной нейтралью это напряжение составляет  $1,0U_{\phi}$ . Повторное зажигание дуги может произойти спустя 160-180 электрических градусов, то есть в момент, когда восстанавливающееся напряжение на поврежденной фазе максимально и равно  $2,0 U_{\phi}$ . В этом случае перенапряжения составляют  $3,0-3,2 U_{\phi}$ .

Длительность предельных перенапряжений также ограничена, потому что после серии повторных зажиганий при все возрастающей прочности искрового промежутка, дуга окончательно обрывается, либо, прожигая изоляцию и оплавляя электроды, переходит в устойчивую. Максимальные кратности перенапряжений практически не зависят от номинального напряжения сети и величины емкостного тока. При увеличении последнего дуга может стать более устойчивой и тем снизить перенапряжения.

На рисунке 23 приведена упрощенная схема замещения для сети 6-35 кВ. Так как в этой сети линии обычно короткие, их собственной индуктивностью можно пренебречь, а емкости относительно земли и междуфазовые считать сосредоточенными в одной точке.

На рисунке 24 приведены осциллограммы переходного процесса при замыкании на землю фазы А. Рассмотренный переходный процесс имеет место независимо от характера замыкания.

Из рисунка 24а видно, что в момент ОЗЗ мгновенные значения напряжений  $U_B$  и  $U_{AB}$  равны соответственно  $0,5$  и  $1,5U_{\phi}$ . В установившемся режиме напряжение относительно земли  $\underline{фВ}$  остается равным междуфазовому напряжению  $U_{AB}$  (рисунок 24б). Непосредственно после замыкания на землю  $\underline{фА}$  емкость относительно земли неповрежденной фазы (рисунок 23)  $C_B = C$ , заряженная до напряжения  $0,5U_{\phi}$ , окажется соединенной параллельно с емкостью  $C_{AB}$ , находящейся под напряжением  $1,5U_{\phi}$ . Напряжение на двух параллельно соединенных емкостях практически

мгновенно уравнивается, в результате чего они приобретают одинаковое напряжение, определяемое по формулам 21, 22:

$$U_H^{(1)} = 0,5U_\Phi C + 1,5U_\Phi C_{AB} = 0,5U_\Phi + K U_\Phi, \quad (21)$$

$$K = C_{AB} / (C + C_{AB}) \quad (22)$$

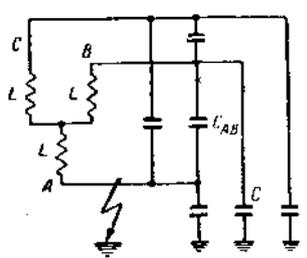


Рисунок 23 – Схема замещения сети.

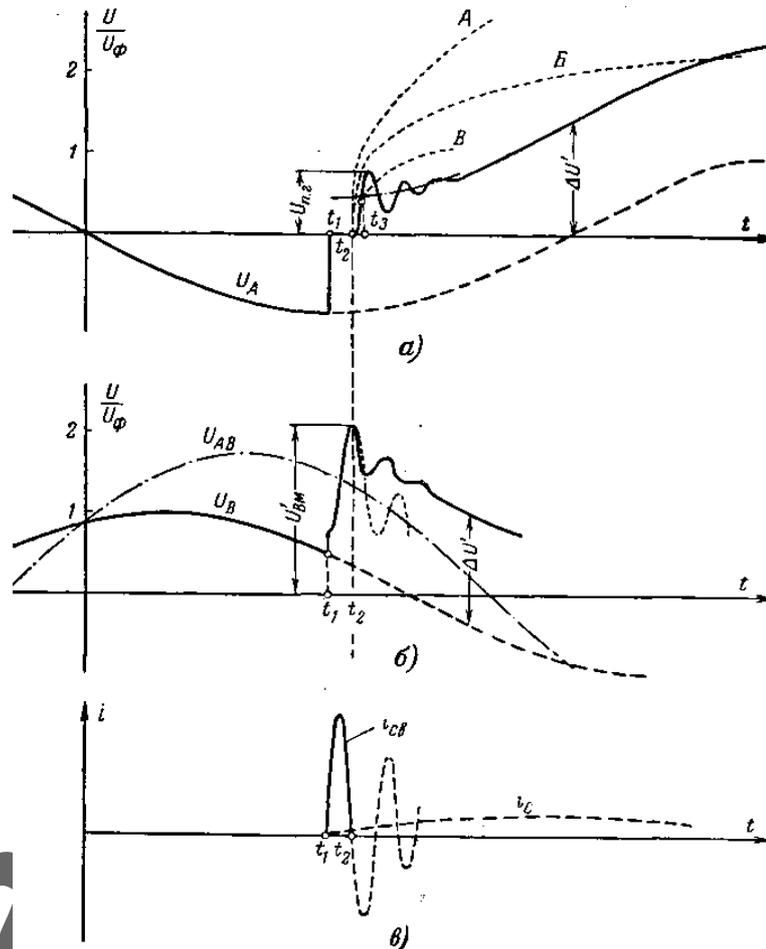


Рисунок 24 - Переходный процесс при замыкании на землю фазы А.

При металлических замыканиях процесс на этом заканчивается.

В электрических сетях наиболее часто замыкания на землю осуществляются через дугу, возникшую в результате импульсного перекрытия изоляции. В этом случае переходной процесс может сильно затянуться, благодаря повторным гашениям и зажиганиям дуги. В результате

которых напряжения на неповрежденных фазах будет продолжать расти.

На рисунке 24 приведены кривые восстанавливающейся прочности А, В, С, скорость нарастания которой зависит от расстояния между электродами и амплитуды тока в дуге, которая определяет степень ионизации дугового канала.

На рисунке 25 воспроизведен процесс последовательного повышения потенциала при неустойчивом горении дуги замыкания на землю (обрыв дуги при пике гашения меньше  $0,4U_{\phi}$ ).

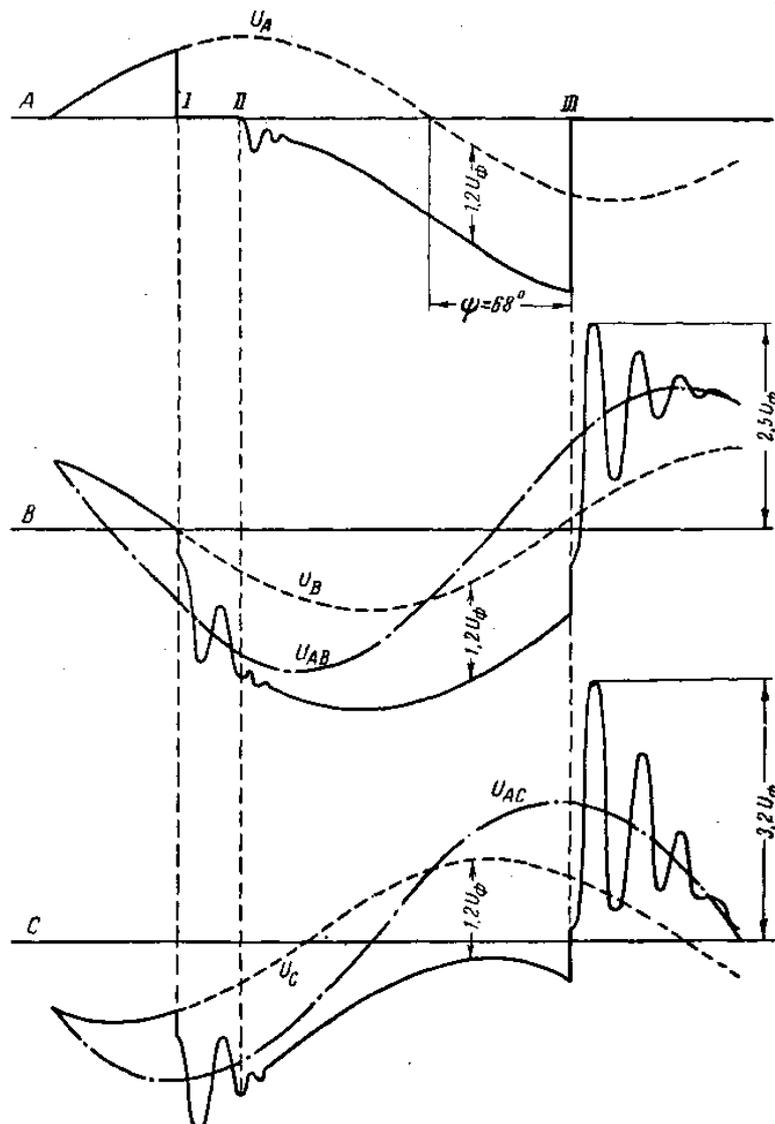


Рисунок 25 – Процесс последовательного повышения потенциалов при неустойчивом горении дуги замыкания на землю (обрыв дуги при пике гашения меньше  $0,4U_{\phi}$ ).

А - потенциал поврежденной фазы; В - потенциал опережающей фазы; С - потенциал отстающей фазы;  $U_A, U_B, U_C$  - эдс источника;  $U_{AB}, U_{AC}$  - линейные напряжения; I - зажигание дуги; II - гашение дуги (при третьем прохождении тока высокой частоты через нуль); III - новое зажигание дуги.

В соответствии с нормами РБ в сети 6-35 кВ применяется изолированная нейтраль в следующих случаях:

- в сетях 6-20 кВ, имеющие железобетонные и металлические опоры на воздушных линиях, и во всех сетях 35 кВ при суммарном емкостном токе секции (системы)  $I_{C\Sigma} \leq 10\text{A}$ ;

- в сетях, не имеющих железобетонных и металлических опор на ВЛ: при номинальном напряжении сети  $U_{\text{НОМ}} = 6\text{ кВ}$  при  $I_{C\Sigma} \leq 30\text{A}$ ; при  $U_{\text{НОМ}} = 10\text{ кВ}$  при  $I_{C\Sigma} \leq 20\text{A}$ ; при  $U_{\text{НОМ}} = 35\text{ кВ}$  при  $I_{C\Sigma} \leq 10\text{A}$ .

Основные характеристики режима сети с изолированной нейтралью приведены в таблице 6.

Таблица 6 - Характеристика режима изолированной нейтрали.

Достоинства	Недостатки
1. Возможность работы сети с ОЗЗ в течение ограниченного времени до принятия мер по безаварийному отключению поврежденного элемента.	1. Высокая вероятность возникновения наиболее опасных дуговых перемежающихся ОЗЗ.
2. Не требуются дополнительная аппаратура и затраты на заземление нейтрали.	2. Высокая вероятность вторичных пробоев изоляции и перехода ОЗЗ в двойные и многоместные замыкания за счет перенапряжений до $3,5U_{\text{ф max}}$ при дуговых замыканиях.
3. Возможность самогашения дуги и самоликвидации части ОЗЗ.	3. Значительное (в несколько раз) увеличение действующего значения тока в месте повреждения при дуговых перемежающихся ОЗЗ за счет свободных составляющих переходного процесса.
4. Безопасность длительного воздействия перенапряжений, возникающих в переходных режимах ОЗЗ, для элементов с нормальной изоляцией.	4. Возможность существенных повреждений электрических машин током в месте повреждения, прежде всего, при дуговых перемежающихся ОЗЗ.
5. Простое (в большинстве случаев) решение проблемы защиты и селективной сигнализации устойчивых ОЗЗ.	5. Возможность возникновения феррорезонансных процессов в сети и повреждений ТН.
	6. Высокая степень опасности для человека и животных, находящихся вблизи места ОЗЗ.
	7. Ограничения по величине $I_{\text{с сум}}$ на развитие сети.
	8. Высокая степень помех по ЛЭП при дуговых ОЗЗ.

Эффективность режима заземления нейтрали 6-10 кВ принято оценивать отношением числа ОЗЗ, не перешедших в двойное замыкание (ДЗЗ) или междуфазные КЗ (МКЗ), отключаемые релейной защитой к общему числу ОЗЗ в соответствии с формулой 23.

$$\Xi = 1 - N_{\text{ДЗЗ}} + N_{\text{МКЗ}} / N_{\text{ОЗЗ}} = N_{\text{ДЗЗ}} + N_{\text{МКЗ}} / (N_{\text{ДЗЗ}} + N_{\text{МКЗ}} + N_{\text{ККЗ}} + N_{\text{УЗЗ}}), \quad (23)$$

где  $N_{ДЗЗ}$  - число ОЗЗ, перешедших в ДЗЗ;  
 $N_{МКЗ}$  - число ОЗЗ, перешедших в МКЗ;  
 $N_{ОЗЗ}$  - общее число ОЗЗ;  
 $N_{ККЗ}$  - число кратковременных самоустранившихся ОЗЗ;  
 $N_{УЗЗ}$  - число устойчивых ОЗЗ (включая дуговые прерывистые).

При больших значениях  $N_{ОЗЗ}$  отношение  $(N_{ДЗЗ} + N_{МКЗ}) / N_{ОЗЗ}$  характеризует вероятность перехода ОЗЗ в МКЗ, сопровождаемое автоматическим (от защиты) отключением поврежденного элемента. Поэтому показатель эффективности режима заземления нейтрали Э можно рассматривать как частный показатель, характеризующий надежность функционирования электрической сети с замкнувшейся на землю фазой.

Показатель эффективности режима заземления нейтрали Э электрических сетей 6 - 10 кВ, работающих с изолированной нейтралью, в большинстве случаев не превышает 0,7. Опыт эксплуатации кабельных сетей 6 - 10 кВ различного назначения, работающих с изолированной нейтралью, как правило, существенно меньше указанного уровня:

- в сетях, имеющих  $I_{СЗ} \geq 5 - 10$  А;
- в сетях, содержащих электродвигатели (имеющие меньшие изоляционные запасы по сравнению с другими элементами);
- в сетях, имеющих пониженный уровень изоляции вследствие плохой эксплуатации, изношенности изоляции элементов сети, влияния условий окружающей среды, тяжелых условий работы электрооборудования и др.

Указанные выше предельные значения  $I_{СЗ}$ , при которых допускается работа сети с изолированной нейтралью, определенные из условий самогашения дуги тока ОЗЗ, приняты еще в тридцатых годах.

Изолированная нейтраль - наименее эффективный по совокупности показателей режим работы нейтрали. Режим изолированной нейтрали может обеспечивать приемлемые показатели эффективности в основном в воздушных сетях 6 - 10 кВ, имеющих большие запасы прочности по изоляции, при соответствующем уровне эксплуатации и принятии мер для исключения феррорезонансных процессов.

В последние годы в сетях 6 - 10 кВ вместо кабелей с бумажной пропитанной изоляцией (БПИ-кабели) стали активно применять кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ-кабели), как трехфазные, так и однофазные. Имея целый ряд технических преимуществ, эти кабели в отношении реакции на ОЗЗ имеют существенные недостатки по сравнению с кабелями бумажной пропитанной изоляцией.

Существенным недостатком кабелей с СПЭ-изоляцией является

отсутствие эффекта самозалечивания СПЭ-изоляции. Это необходимо предусмотреть заблаговременно и создать такие условия, чтобы в эксплуатации минимизировать их каскадный пробой. Защита при возникновении ОЗЗ в этих кабелях должна действовать на отключение. Если этого не предусмотреть, то может произойти следующее:

- в трехфазных кабелях ОЗЗ из однофазного постепенно переходит в многофазное, что сопровождается выделением большого количества тепла. При этом повреждение может распространяться на соседние кабели;

- в однофазных кабелях ОЗЗ может продолжаться неопределенно долгое время (поскольку изоляция не восстанавливается) и сопровождается постепенным выгоранием кабеля с переходом системы питания соответствующих потребителей в неполнофазный режим. При отсутствии специальных защит у потребителей такой режим работы может привести к массовым повреждениям, в первую очередь электродвигателей.

Перекрытия фазной изоляции на арматуру железобетонной опоры, если ВЛ долго не отключается, приводит к «выгоранию» бетона опоры на уровне 3-5 см ниже уровня грунта. В связи с этим опора теряет свою прочность и «ложится» на землю. В результате длительного протекания тока ОЗЗ грунт возле опоры высыхает, растет его сопротивление, после чего увеличивается опасность поражения людей шаговым напряжением или напряжением прикосновения. Если ОЗЗ длительно не отключается, существенно увеличивается вероятность возникновения пожаров, например, в ячейке КРУ, из-за возникновения высокотемпературной дуги в месте ОЗЗ.

Только в сетях 6 – 35 кВ, работающих с изолированной нейтралью возможны смещения нейтрали в результате резонансных повышений напряжений и явления феррорезонанса.

Причиной резонансных перенапряжений являются многократные разряды емкости сети в процессе дугового замыкания через обмотку ВН трансформатора напряжения, насыщение магнитопровода одной из фаз всех трансформаторов напряжения сети, что приводит к увеличению тока через обмотку ВН, разогреву обмотки ВН и повреждению трансформатора напряжения.

Наиболее типичный случай смещения нейтрали при появлении явления феррорезонанса при включении холостых шин с ферронеустойчивыми трансформаторами напряжения типа НТМИ, ЗНОМ. Равенство зарядных токов емкостных шин и индуктивных трансформаторов напряжения сопровождается резонансом токов. Резонанс токов вызывает бросок

напряжения, который сопровождается большим током через ТН, так как эти трансформаторы напряжения работают в режиме насыщения стали.

Феррорезонансные процессы (ФРП), в результате которых возникают самопроизвольные смещения нейтрали, могут быть двух видов, различных по форме и интенсивности, требующие для каждого соответствующих мер защиты:

- самопроизвольные смещения нейтрали, возникающие в сетях или схемах коммутации с очень малыми емкостными проводимостями на землю. Это быстро развивающийся процесс, как правило, сопровождается опасными перенапряжениями относительно земли, опрокидываниями фазы напряжения и увеличенными токами в высоковольтных обмотках ТН для контроля изоляции. Перенапряжения при этом виде самопроизвольных смещений нейтрали являются длительно действующими. Они могут достигнуть значения  $4U_{\phi}$ , опасных для изоляции оборудования;

- длительные феррорезонансные колебания фазных напряжений, в результате которых на нейтрали выделяется субгармоническая составляющая напряжения нулевой последовательности с частотой близкой к 25 Гц. Этот процесс может возникнуть в сети или схеме коммутации с изолированной нейтралью, когда на каждый ТН приходится 0,8-1,5А емкостного тока замыкания на землю, обусловленного емкостями оборудования, ошиновок или линий сети. Низкочастотные феррорезонансные колебания напряжения могут достигать величины  $U_{\phi}$ , поэтому значительные перенапряжения не возникают. Значения токов, протекающих через высоковольтные обмотки ТН, могут достигать опасных величин (более 0,5А и 1А соответственно, в схемах 6-35 кВ и 110-220 кВ).

Процессы самопроизвольной пофазной компенсации, часто сопровождаются многоместными повреждениями изоляции, они также могут вызвать перегорание предохранителей, а при их отсутствии или не перегорание имеющихся предохранителей, повреждение высоковольтной обмотки ТН.

В цепях ТН возможность возникновения и существования феррорезонансного процесса определяется следующими условиями.

- 1 условие:

Величина эквивалентной емкости сети ( $C_{\text{ЭК}}$ ) должна находиться в пределах, определяемых пределами изменения индуктивности ТН, (формула 24):

$$\frac{1}{\omega^2 L_{\text{ХХ}}} \leq \Delta_{\text{ЭКВ}} \leq \frac{1}{\omega^2 L_{\text{Г}}} \quad (24)$$

где  $L_{xx}$  - индуктивность холостого хода, Гн;

$L_s$  - индуктивность насыщения, Гн;

$\omega$  - угловая частота напряжения сети, 1/с.

Возбуждение ФРП связано с нелинейным изменением индуктивности ТН. Причем, начавшееся плавное изменение индуктивности происходит до тех пор, пока не возникнут условия резонанса (формула 25):

$$\omega * L = 1 / \omega C \quad (25)$$

Рассматривая процессы намагничивания стального сердечника ТН можно определить пределы изменения индуктивности ТН: максимальное значение равно индуктивности холостого хода и это значение будет в режиме насыщения, после чего остается неизменной и равно индуктивности обмотки ТН без магнитопровода, правда, в связи и с тем, что значительная часть потока внутри обмотки покидает магнитопровод, индуктивность ТН достигает всего 30 – 50% индуктивности обмотки без сердечника.

- 2 условие:

Для возбуждения ФРП в контуре с параметрами, необходимо событие, приводящее к изменению индуктивности ТН. Таким событием в сети с изолированной нейтралью является отключение металлического замыкания на землю, при котором напряжение ТН скачком изменяется с  $U_L$  до  $U_\phi$ .

В сетях 6 - 10 кВ суммарный поток после скачка напряжения от линейного фазного превышает поток начального превышения и феррорезонанс возникает даже при отключении металлического замыкания на землю при номинальном уровне напряжения в сети.

В сети 35 кВ при отключении замыкания и при номинальной величине напряжения ФРП не возникает. В тоже время при напряжении в сети на 5% выше номинального, второе условие возбуждения ФРП соблюдаются и в сети 35 кВ.

В сети с изолированной нейтралью с учетом возможных колебаний напряжения в сети ТН надо рассчитывать так, чтобы (формула 26):

$$U_H = 1,15(U_L + U_\phi) = 1,8U_L \quad (26)$$

ТН типа НАМИ, рекомендуемый вместо ТН типа НТМИ, так и рассчитан. У этого ТН обмотка фазы В, подключаемая к фазному проводу и земле, рассчитана на длительное приложение линейного напряжения и на полное испытательное напряжение  $4U_L = 42\text{кВ}$ . У трансформатора НТМИ испытательное напряжение всего на 30% выше линейного.

- 3 условие:

Условие возникновения ФРП может быть сформулировано так: величина энергии, поступающей в феррорезонансный контур при каждом измерении параметра (индуктивности ТН) должно быть больше величины потерь в нем. Внесение в контур затухания, эквивалентного затуханию, вносимого критическим сопротивлением, предотвращает возбуждение ФРП. Величина резистора, необходимого для подавления ФРП, может быть вычислена по формуле 27:

$$R = 2 \sqrt{L/C} \quad (27)$$

При возникновении феррорезонанса в сети с изолированной нейтралью появляются значительные смещения нейтрали, при которых меняются фазные напряжения сети при неизменных линейных. Основными причинами возникновения смещения нейтрали и соответственно нарушение симметричности системы фазных напряжений является:

- различная емкость фаз относительно земли;
- повреждения отдельных элементов сети;
- неустойчивость нейтрали при возникновении колебательных контуров и явлений феррорезонанса (включение ТН вместе с «холостыми» шинами, включение «холостой» линии);
- влияние ненормальных режимов в одном участке сети на смежные здоровые участки.

На рисунке 26 приведены схема замещения и соответствующая векторная диаграмма при смещении нейтрали.

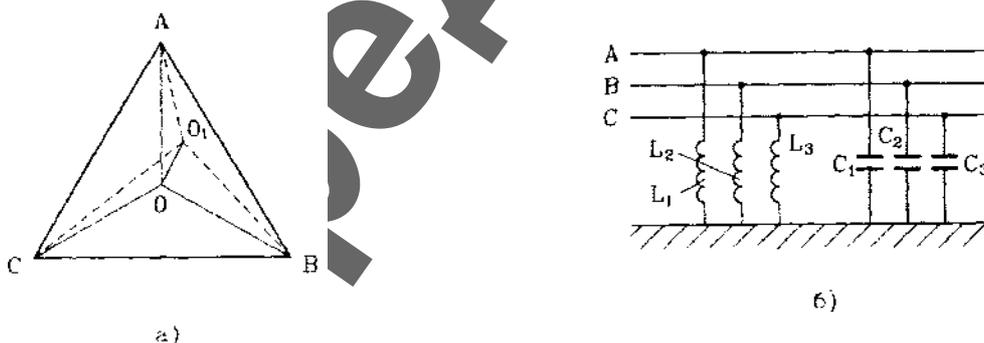


Рисунок 26 - Векторная диаграмма напряжений при смещении нейтрали (а) и схема замещения сети с изолированной нейтралью (б)

Наиболее часто возникновение феррорезонанса происходит при включении холостых шин вместе с электромагнитными ТН, которые работают в режиме близком к насыщению. На рисунке 27а приведена векторная диаграмма токов при включении холостых шин вместе с ТН и типовая вольт-амперная характеристика ТН (рисунок 27б)



Таблица 7 - Величина сопротивления для заземления нейтрали ВН ТН типа ЗНОМ-35.

Длина фазы сети, км	Количество ТН контроля изоляции			
	Сопротивление в Ом			
	1	2	3	4
6-10	7,0			
11-15	3,5	10	10	1
16-20	1,5	6,0	10	10
21-25	0,5	4,0	7,5	10
25-30		3,0	5,3	8,8
31-35		2,0	3,9	7,2
36-40		1,4	3,0	5,2

Многолетний опыт эксплуатации сетей с изолированной нейтралью позволяет говорить о существенных недостатках режима изолированной нейтрали в сетях 6-35 кВ, таких как:

- дуговые перенапряжения и пробой изоляции на первоначально неповрежденных фидерах при однофазных замыканиях на землю в сети;
- возможность возникновения множественных повреждений изоляции (одновременное повреждение изоляции нескольких фидеров) при однофазных замыканиях на землю;
- повреждения трансформаторов напряжения (НТМИ, ЗНОЛ, ЗНОМ) при замыканиях на землю;
- сложность обнаружения места повреждения (места замыкания);
- неправильная работа релейных защит от однофазных замыканий на землю;
- опасность электропоражения персонала и посторонних лиц при длительном существовании замыкания на землю в сети.

В связи с наличием такого количества недостатков режим изолированной нейтрали в сетях 6 - 35 кВ был исключен в подавляющем большинстве стран Европы, Северной и Южной Америки, Австралии и других странах еще в 40-50-х годах прошлого века.

В сетях среднего напряжения 3 - 69 кВ стран Европы, Северной и Южной Америки, Австралии режим изолированной нейтрали применяется крайне редко (в исключительных случаях). В основном сети среднего напряжения 3 - 69 кВ этих стран работают с нейтралью, заземленной через резистор или дугогасящий реактор.

Одна из стран, в которых имеется значительное число сетей с изолированной нейтралью - Финляндия. Там указанный режим используется исключительно в воздушных сетях 20 кВ и его применение существенно отличается от отечественной практики эксплуатации. В частности, при

наличии режима изолированной нейтрали в сети 20 кВ защиты от замыканий на землю действуют на мгновенное отключение поврежденной воздушной линии. При отказе в отключении выключателя отходящей линии с выдержкой времени 0,5 секунды отключается выключатель ввода.

## 8 Защита от замыканий на землю в электрических сетях 6 – 35 кВ, работающих с изолированной нейтралью

Защиты от ОЗЗ выполняются реагирующими на токи и напряжение нулевой последовательности (НП). Эти токи в симметричной системе отсутствуют в рабочих режимах и при междуфазных КЗ они появляются только при замыканиях фаз на землю. Такое выполнение защит от ОЗЗ обеспечивает значительное повышение их чувствительности.

В трехфазной сети переменного тока (рисунок 28) при нормальной работе по фазам протекают токи нагрузки, а также токи, обусловленные емкостями фаз на землю  $C_{OA}, C_{OB}, C_{OC}$ , Токи, обусловленные активными проводимостями фаз сети на землю  $G_{OA}, G_{OB}, G_{OC}$  (активные проводимости утечек и потери в изоляции, проводимости ТН контроля изоляции и др.), не превышают в сети с изолированной нейтралью 2 - 6 % емкостных токов и при анализе установившихся режимов без ОЗЗ и с ОЗЗ ими, как правило, можно пренебречь. Емкости и активные проводимости между фазами сети не влияют на установившиеся значения электрических величин нулевой последовательности НП и в схеме (рисунок 28).

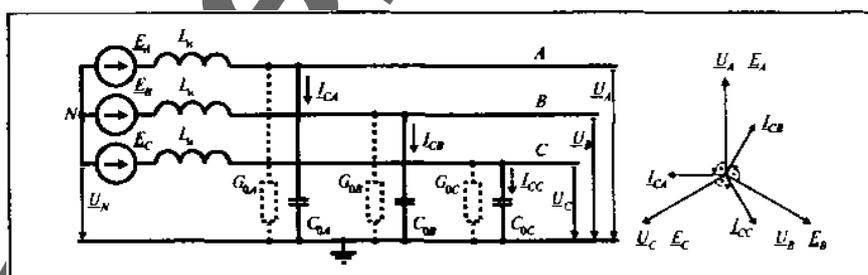


Рисунок 28 - Векторные диаграммы напряжений и емкостных токов в нормальном рабочем режиме сети с изолированной нейтралью.

Если пренебречь падением напряжения в продольных сопротивлениях ЛЭП и источника питания от токов нагрузки и емкостных токов, то напряжения во всех точках сети по отношению к нейтрали  $N$  можно считать одинаковыми и равными фазным ЭДС источника питания. Напряжения фаз по отношению к земле равны (формула 28):

$$\begin{aligned}\bar{U}_A &= \bar{U}_N + \bar{E}_A \\ \bar{U}_B &= \bar{U}_N + \bar{E}_B \\ \bar{U}_C &= \bar{U}_N + \bar{E}_C\end{aligned}\quad (28)$$

где  $\bar{U}_N$  – напряжение смещения нейтрали сети (напряжение на нейтрали по отношению к земле).

Смещение нейтрали сети  $\bar{U}_N$  определяется по формуле 29:

$$\bar{U}_N = \bar{U}_A \bar{Y}_A + \bar{U}_B \bar{Y}_B + \bar{U}_C \bar{Y}_C / \bar{Y}_A + \bar{Y}_B + \bar{Y}_C \quad (29)$$

где  $\bar{Y}_A = 1/j \omega C_{OA}$ ,  $\bar{Y}_B = 1/j \omega C_{OB}$ ,  $\bar{Y}_C = 1/j \omega C_{OC}$ .

В симметричной трехфазной сети  $C_{OA} = C_{OB} = C_{OC} = C_O$  смещение нейтрали сети  $\bar{U}_N = 0$

При металлическом замыкании на землю фаза напряжения на нейтрали становится равным по величине и противоположным по фазе напряжению поврежденной фазы по отношению к нейтрали (формула 30):

$$\bar{U}_N = -\bar{U}_A = -\bar{E}_A \quad (30)$$

Напряжения фаз по отношению к земле при ОЗЗ находятся из выражения (формула 31):

$$\begin{aligned}U_A' &= -\bar{E}_A + \bar{E}_A = 0 \\ U_B' &= -\bar{E}_A + \bar{E}_B = \bar{E}_{BA} = \bar{U}_{BA} \\ U_C' &= -\bar{E}_A + \bar{E}_C = \bar{E}_{CA} = \bar{U}_{CA}\end{aligned}\quad (31)$$

Из выражения 31 можно видеть, что напряжения на неповрежденных фазах при металлическом ОЗЗ повышается до междуфазного.

При металлическом ОЗЗ на фазе *A* напряжение НП (сумма напряжений трех фаз по отношению к земле) равно (формула 32):

$$3\bar{U}_O = \bar{U}_A' + \bar{U}_B' + \bar{U}_C' = -3\bar{E}_A = 3\bar{U}_N \quad (32)$$

Появление напряжения  $3\bar{U}_O$  и изменение фазных напряжений по отношению к земле используется для выполнения общей (неселективной) сигнализации ОЗЗ и контроля изоляции фаз сети по отношению к земле или общей неселективной защиты от ОЗЗ (с действием на отключение).

На рисунке 29 показано распределение емкостных токов при внутреннем и при внешнем для ЛЭП  $L_1$  ОЗЗ. Линии  $L_1$  и  $L_2$  представлены сосредоточенными емкостями фаз по отношению к земле  $C_{01}$  и  $C_{02}$ , вся остальная часть электрически связанной сети представлена эквивалентными присоединениями с емкостью фаз на землю  $C_{0ЭК}$ .

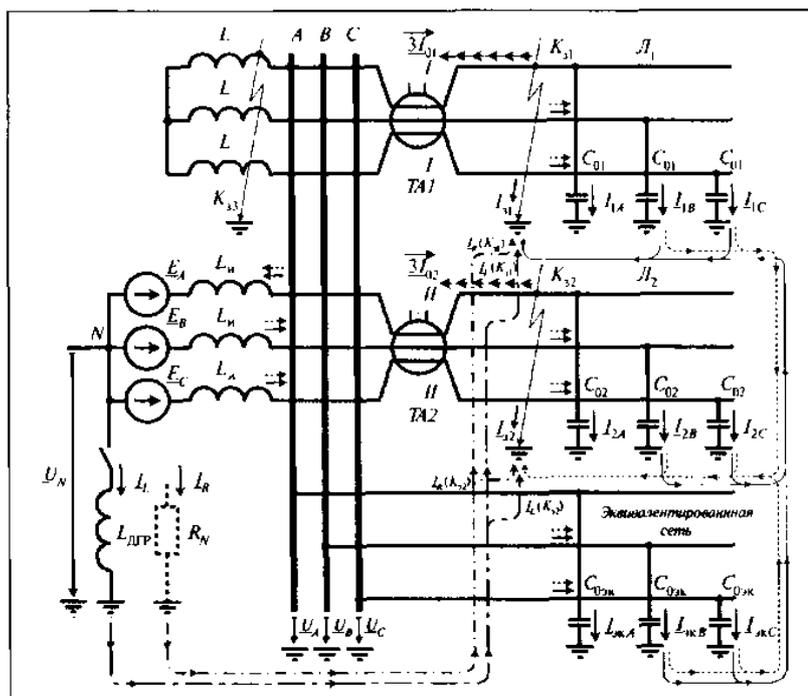


Рисунок 29 - Распределение емкостных токов при внутреннем (т.  $K_{31}$ , сплошная линия) и внешнем (т.  $K_{32}$  пунктирная линия) ОЗЗ в сети с изолированной нейтралью

При внешнем (для РЗ линии  $L_1$ ) металлическом ОЗЗ (т.  $K_{32}$  на линии  $L_2$ ) ток НП в начале линии  $L_1$  (сумма токов трех фаз в месте включения защиты) определяется емкостными токами на землю неповрежденных фаз  $I_{1B}$  и  $I_{1C}$  (формула 33):

$$3\bar{I}_{01} = \bar{I}_{1B} + \bar{I}_{1C} = \bar{I}_{C1}, \quad (33)$$

где  $\bar{I}_{C1}$  – собственный емкостной ток линии  $L_1$ .

Из выражения 33 следует, что при внешнем ОЗЗ в фазах неповрежденной линии  $L_1$  проходит ток НП, определяемый собственными емкостями.

При внутреннем ОЗЗ (т.  $K_{31}$  на линии  $L_1$ ) ток  $3\bar{I}_{01}$  в месте включения защиты равен (формула 34):

$$3\bar{I}_{01} = -I_{C\Sigma} + I_{C1} \quad (34)$$

где  $I_{C\Sigma} = \bar{I}_{C1} + \bar{I}_{C2} + \bar{I}_{C\Sigma K}$ .

Значение  $I_{C\Sigma}$  определяется при  $\bar{E}_A = U_{\text{Фном}}$  по выражению 35:

$$I_{C\Sigma} = 3 \omega C_{0\Sigma} E_A = 3 \omega C_{0\Sigma} U_{\text{Фном}} \quad (35)$$

Ток в месте повреждения при ОЗЗ в точке  $K_{31}$  (формула 36):

$$\bar{I}_{31}' = -j\omega C_{0\Sigma} U_0 = -\bar{I}_{C\Sigma} \quad (36)$$

где  $C_{0\Sigma} = C_{01} + C_{02} + C_{0Эк}$  – суммарная емкость фазы сети на землю.

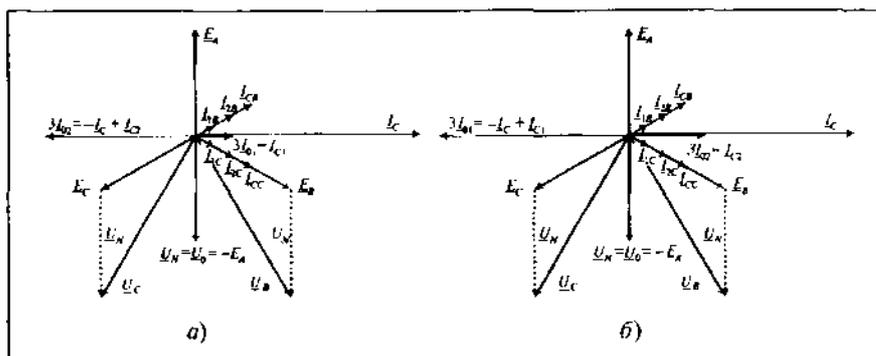


Рисунок 30 - Векторные диаграммы токов и напряжений при внешнем (а) и внутреннем (б) ОЗЗ в сети с изолированной нейтралью.

На измерении и сравнении значений тока  $3\bar{I}_0$  в защищаемом присоединении с заданной уставкой при внутренних и при внешних ОЗЗ основан принцип действия селективной токовой защиты НП. Принцип применим, если  $\bar{I}_{C\Sigma} - I_{C1} > I_{C1}$ . Для объектов с достаточно большим числом присоединений, как правило, выполняется соотношение  $\bar{I}_{C\Sigma} > I_{C1}$ . Для таких объектов ток  $3\bar{I}_0$  в поврежденном присоединении всегда больше, чем в любом из неповрежденных.

Фазовые соотношения электрических величин НП при устойчивом металлическом ОЗЗ иллюстрируются векторной диаграммой на рисунке 30. На ней видно, что при выбранных условных положительных направлениях токов НП в линиях от шин ток  $3\bar{I}_0$  в поврежденном присоединении отстает, а в неповрежденном присоединении опережает напряжение  $3\bar{U}_0$  на угол  $90^\circ$ .

Измеряя фазу тока  $3\bar{I}_0$  по отношению к напряжению  $3\bar{U}_0$  можно определить направление с ОЗЗ, при этом надо учитывать направление передачи мощности НП в защищаемом присоединении при выбранных положительных направлениях тока  $3\bar{I}$  в линиях. Этот способ определения поврежденного присоединения используется в *токовой направленной защите* от ОЗЗ. В сети с изолированной нейтралью полная мощность НП, передаваемая при ОЗЗ по линиям, практически равна реактивной составляющей мощности. Для действия токовой направленной защиты можно использовать и активную составляющую мощности НП, но учитывая небольшую величину этой составляющей (3-4%) целесообразно выполнять направленную защиту, реагирующую на полную мощность НП.

Широкое применение в сетях, работающих с изолированной нейтралью, получила общая неселективная сигнализация ОЗЗ по напряжению  $3\bar{U}_0$ , токовая защита НП (абсолютного замера) и токовая направленная защита, реагирующая на направление мощности НП в

защищаемой линии при ОЗЗ.

Наряду с металлическими замыканиями ОЗЗ может происходить через переходные активные сопротивления (сопротивление растеканию тока ОЗЗ, тлеющей изоляции, дуги, а также ОЗЗ в обмотках генераторов и трансформаторов) например, т.  $K_{33}$  на рисунке 31).

В контуре НП в режиме ОЗЗ действует ЭДС, равная напряжению в месте замыкания в момент, предшествующий возникновению повреждения, взятому с обратным знаком:  $- \bar{U}_{3A} = - \alpha \bar{E}_A$ , где  $\alpha$  - относительное число витков обмотки между нейтралью и местом ОЗЗ. Из схемы на рисунке 31 для тока  $3\bar{I}_O$  и напряжения  $3\bar{U}_O$  в месте ОЗЗ определим по формулам 37,38:

$$\bar{I}_3^{(1)} = \alpha \bar{E}_A / (R_{\Pi} + 1/j \omega C_{O\Sigma}) \quad (37)$$

$$3\bar{U}_O = - j \omega C_{O\Sigma} \bar{I}_{O3} = - 3 j \omega C_{O\Sigma} \alpha \bar{E}_A / (R_{\Pi} + 1/j \omega C_{O\Sigma}) \quad (38)$$

При ОЗЗ через переходное сопротивление ВЛ следует принимать  $\alpha = 1$ .

Уменьшение напряжения  $3\bar{U}_O$  и токов НП в присоединениях и месте повреждения при ОЗЗ через переходное сопротивление принято характеризовать коэффициентом полноты замыкания (формула 39).

$$\kappa = \bar{U}_O / U_{\text{Фном}} = 1 / (1 + j \omega C_{O\Sigma} R_{\Pi}) \leq 1 \quad (39)$$

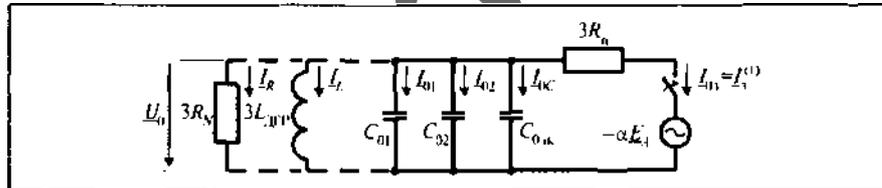


Рисунок 31 - Схема замещения для расчета тока и напряжения нулевой последовательности при ОЗЗ в обмотке электрической машины или трансформатора.

## 9 Устройство контроля изоляции сети 6-35 кВ

Устройство контроля изоляции фиксирует факт возникновения ОЗЗ по напряжению нулевой последовательности. Практически все устройства контроля изоляции выполняются с использованием трансформаторов напряжения. Как правило, на питающих подстанциях устанавливаются трехфазные ТН с тремя обмотками: первичной, вторичной и дополнительной, соединенной по схеме, называемой «разомкнутый треугольник» (рисунок 32).

Устройство контроля изоляции может быть выполнено несколькими способами (рисунок 32). Например, с помощью трех вольтметров V1-V3, включенных на фазные напряжения вторичной обмотки трансформатора напряжения. Может быть установлен один вольтметр с переключателем.

В нормальном симметричном режиме все три вольтметра показывают одинаковые фазные напряжения. При замыкании одной фазы на землю показания вольтметра этой фазы резко понизятся вплоть до нуля при металлическом замыкании. Показания вольтметров других фаз увеличатся, вплоть до 1,73 фазного, также при металлическом замыкании. Для получения звукового сигнала при замыкании на землю в схему устройства может быть включено сигнальное реле РС.

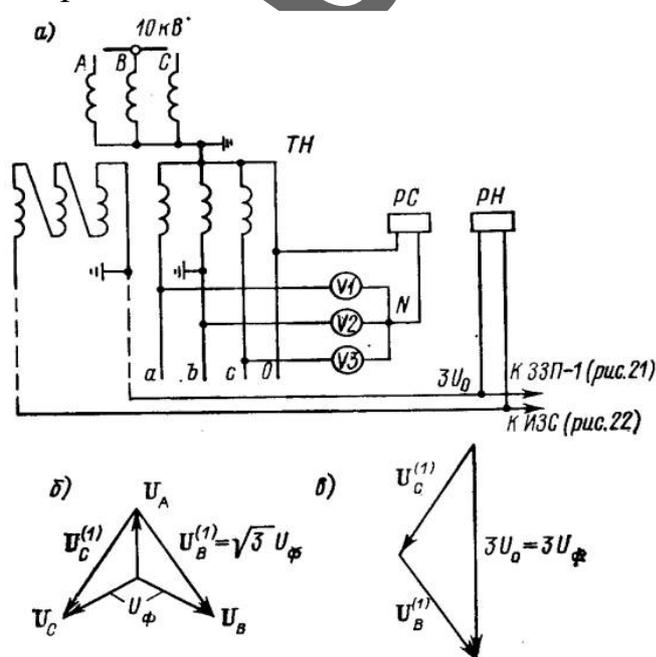


Рисунок 32 – Схема включения (а) устройств контроля изоляции (РС) и защиты напряжения нулевой последовательности (РН) векторные диаграммы напряжений при однофазном замыкании на землю (б и в); ТН – трансформатор напряжения; V1-V3 – вольтметры.

В нормальном режиме сумма фазных напряжений равна нулю и реле не работает. При замыкании на землю одной фазы напряжение нулевой точки N вольтметров становится равным сумме напряжений неповрежденных фаз, и под влиянием этого напряжения реле срабатывает.

Другим распространенным способом выполнения сигнализации замыканий на землю является использование дополнительной (третьей) обмотки трансформатора напряжения, соединенной по схеме разомкнутого треугольника, которая является фильтром напряжения нулевой последовательности  $3U_0$  (рисунок 32). В нормальном режиме сети при симметричных напряжениях фаз А, В и С на выводах этой обмотки и на реле РН напряжение практически отсутствует (имеется только напряжение небаланса, значение которого обычно не превышает 1 В; наличие этого напряжения свидетельствует об исправности ТН, отсутствии обрывов и замыканий в его вторичных цепях).

При однофазном металлическом замыкании на землю, например, провода фазы А напряжение этой фазы относительно земли становится равным нулю, напряжения неповрежденных фаз В и С увеличиваются в 1,73 раза, а их геометрическая сумма становится равной *утроенному* значению фазного напряжения. Для того чтобы напряжение на реле РН в этих случаях не превышало стандартного номинального значения 100 В, трансформаторы напряжения с обмотками, соединенными по схеме «разомкнутый треугольник», имеют повышенный в 3 раза коэффициент трансформации, например:  $n_n = 10000 / (100/3)$ .

Под воздействием напряжения нулевой последовательности  $3U_0$ , которое при металлическом замыкании достигает 100 В, максимальное реле напряжения РН срабатывает на сигнал или на отключение. Последнее выполняется на подстанциях, откуда питаются линии, отключаемые при замыканиях на землю по условиям техники безопасности (см. выше). Защита по напряжению нулевой последовательности является здесь резервной по отношению к основным селективным защитам этих линий и действует на отключение подстанции или секции с выдержкой времени  $0,5 \div 0,7$  с для отстройки от основной защиты.

Токовая защита, реагирующая на действие полного тока нулевой последовательности промышленной частоты ( $3\bar{I}_0$ ), применяется в сетях 6-35 кВ, работающих с изолированной нейтралью.

В тех случаях, когда в качестве измерительного органа частоты от ОЗЗ используется электромеханическое токовое реле, селективная работа этой

защиты в режиме изолированной нейтрали может быть обеспечена лишь в тех случаях, когда соблюдается требование формулы 40 (рисунок 33):

$$I_{C\Sigma} / I_{COTB\ max} \geq 10 \quad (40)$$

То есть, когда суммарный емкостной ток сети (минимально возможный во всех режимах сети) превышает собственный емкостной ток присоединения (при внешнем ОЗЗ) примерно в 10 раз. Это условие получается из двух условий выбора тока срабатывания защиты:

– условие несрабатывания при внешнем ОЗЗ (формула 41):

$$I_{CP} = K_N * K_{BP} * I_{Cпр}, \quad (41)$$

где  $K_N = 1,2$  (коэффициент надежности);

$K_{BP} = 3-5$  (коэффициент «броска», учитывающий бросок емкостного тока в момент возникновения ОЗЗ, а также способности реле реагировать на него).

– условие срабатывания (чувствительности) (формула 42):

$$K_{\text{ч}} = I_{C\Sigma} / I_{C3} = 1,5-2 \quad (42)$$

где  $K_{\text{ч}}$  – коэффициент чувствительности;

$I_{C3}$  – ток срабатывания защиты.

При использовании современных цифровых защит  $K_{BP}$  принимается равным 1,5-2.

Несмотря на меньшее влияние броска емкостного тока на работу современных реле при внешних ОЗЗ, не всегда возможно обеспечить селективность (избирательность) ненаправленной защиты в сетях с изолированной нейтралью, особенно в сетях с нестабильной первичной схемой сети и, следовательно, периодически изменяющимися значениями собственных емкостных токов отдельных присоединений и суммарного емкостного тока, а так же в сети с малым количеством присоединений.

В воздушных сетях 6-10 кВ рассматриваемые ненаправленные защиты токовой нулевой последовательности используются редко, так как для включения измерительного органа защиты требуется кабельная вставка для включения кабельного трансформатора нулевой последовательности (ферранти), а так же потому что в воздушных сетях невелики значения токов  $3I_0$  при ОЗЗ.

Токовые защиты нулевой последовательности используются для защиты от ОЗЗ генераторов, работающих на сборные шины и электродвигателей 6-10 кВ. Собственный емкостной ток электрических

машин не столь велик, как у кабельных линий, в связи с чем условие несрабатывания защиты при внешних ОЗЗ выполняется легче, чем для кабельных линий.

Направленная защита от ОЗЗ предназначена для селективного отключения линий при ОЗЗ и может применяться в сетях с суммарным емкостным током не менее 0,2 А. Но в связи с большой вероятностью возникновения ОЗЗ через переходные сопротивления и с учетом некоторого запаса по чувствительности применение направленной защиты целесообразно при токе ОЗЗ 0,5-0,6 А.

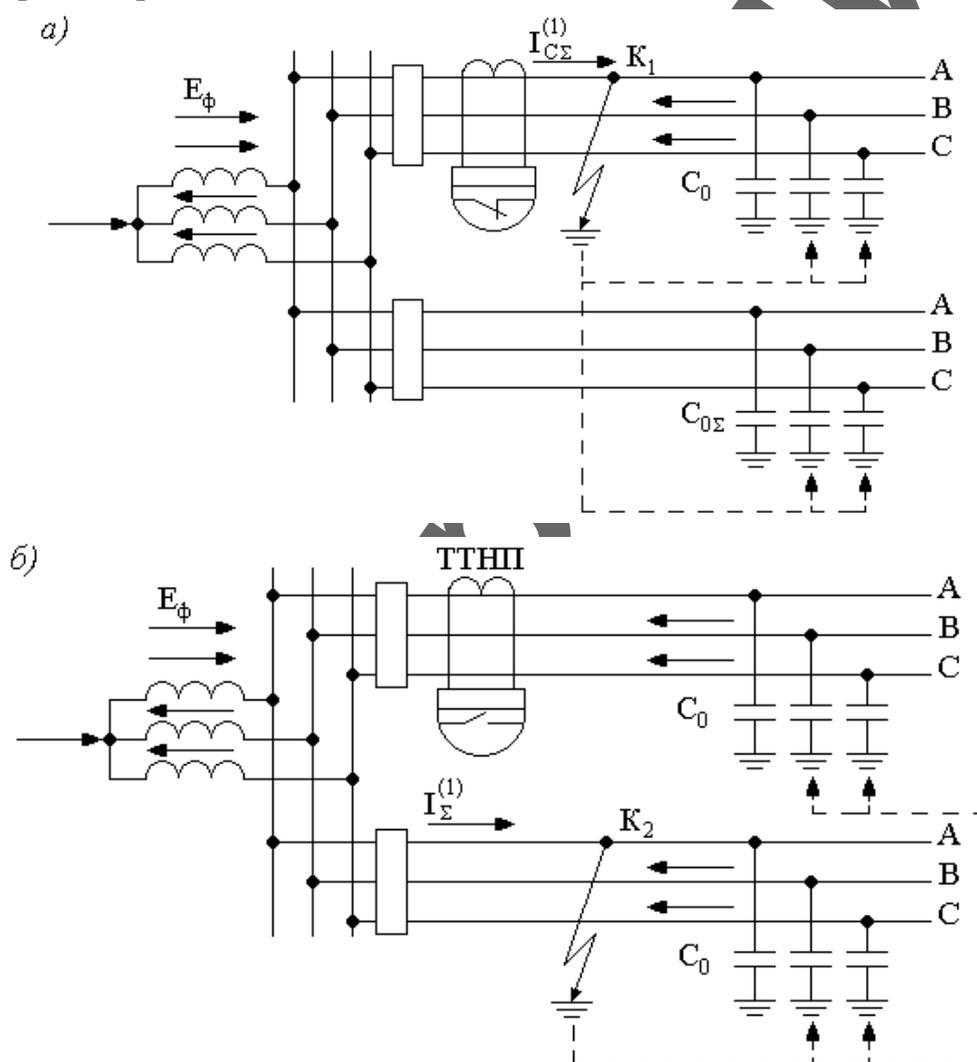


Рисунок 33 - Распределение токов  $I^{(1)}$  при ОЗЗ в сети с изолированной нейтралью.

Для защиты элементов реле от высших гармоник, имеющих  $3U_0$ , устройство защиты следует подключать к ТН через фильтр с резонансной частотой выше 50 Гц. На рисунке 34 приведена принципиальная схема направленной защиты от ОЗЗ. При ОЗЗ, например на ВЛЗ токи  $I_{C1}$  и  $I_{C2}$ , определяемые емкостью фаз неповрежденных ВЛ1, 2 по отношению к земле,

имеют условное направление к месту повреждения на линии ВЛЗ и, таким образом, по-разному направлены на поврежденной и неповрежденной ВЛ. На поврежденных линиях  $I_c$  к шинам подстанции 10 кВ – защита не сработает. На поврежденной линии при направлении суммарного емкостного тока  $I_{c\Sigma}$  от шин подстанции к месту повреждения защита сработает, если значение  $I_{c\Sigma}$  больше, чем ее ток срабатывания. Для надежной работы защиты необходимо, чтобы суммарная протяженность всех неповрежденных ВЛ этой сети была бы не менее 20-25 км.

В случае, когда это условие соблюсти нет возможности, необходимо дополнительно к направленным защита от ОЗЗ устанавливать резервную неселективную максимальную защиту напряжения нулевой последовательности, которая с выдержкой времени 0,5-0,7 с действует на отключение питающего трансформатора, при этом должен быть реализован запрет на АВР и АПВ. При малых значениях  $I_{c\Sigma}$  такое неселективное действие считается правильным.

Для уменьшения влияния электромагнитных полей фазных токов трансформаторы нулевой последовательности во избежание появления тока небаланса рекомендуется устанавливать на расстоянии не менее, чем 0,5-1 м от кабельной воронки.

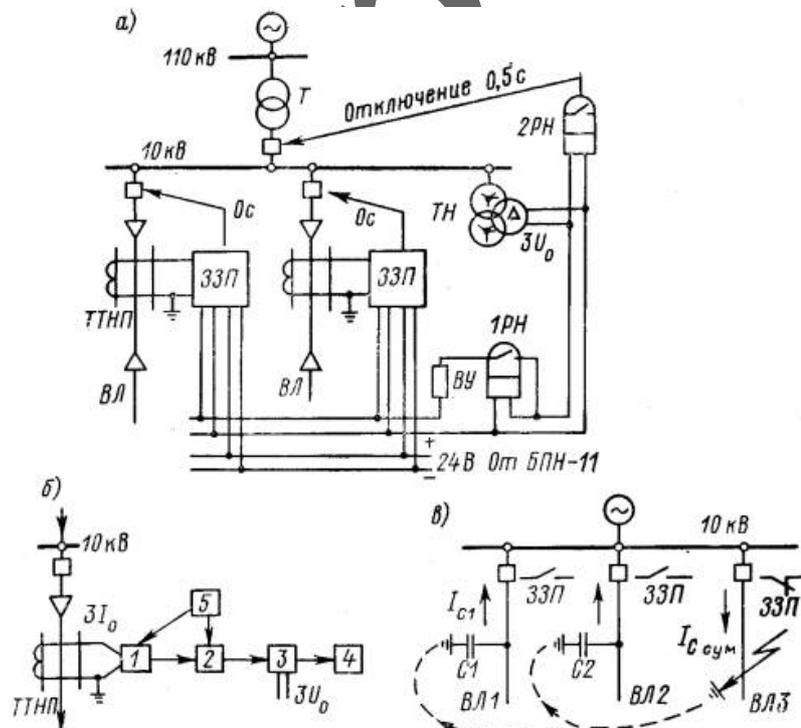


Рисунок 34 – Принципиальная схема включения (а), структурная схема (б) направленной защиты от ОЗЗ и пояснение принципа ее действия при ОЗЗ на одной ВЛ сети (в)

При ОЗЗ в сети токи повреждения могут возвращаться как через землю,

так и по проводящей оболочке, экрану и броне кабелей. Для предотвращения возможности ложных срабатываний защит на неповрежденных присоединениях от блуждающих токов и снижения чувствительности защиты поврежденного присоединения при внутренних ОЗЗ, защитное заземление оболочки, экрана и брони кабелей выполняется проводом, пропущенным через окно ТТНП и изолированным от заземляющих конструкций на участке от кабельной воронки до трансформатора тока.

На рисунке 35 дана принципиальная схема токовой защиты нулевой последовательности от ОЗЗ для параллельных кабелей. Учитывая, что во многих случаях  $I_{c\Sigma}$  имеет небольшое значение, в токовой защите НП необходимо применять реле с малым током срабатывания.

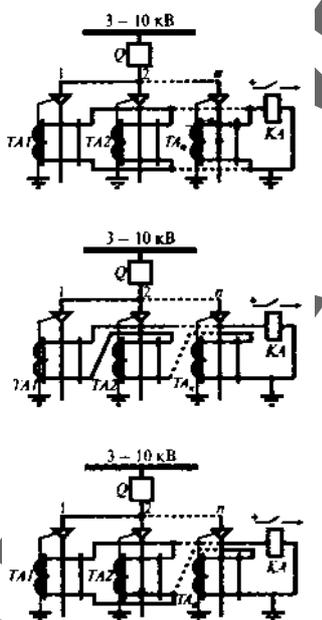


Рисунок 35 - Схема токовой защиты нулевой последовательности от ОЗЗ для параллельных кабелей:

а – параллельное включение ТТНП; б – смешанное (параллельно-последовательное) включение ТТНП.

Импульсные направленные защиты, относятся к группе «волновых» защит от замыканий на землю в сетях с изолированной или заземленной через ДГР нейтралью. Устройство контролирует направление распространения электромагнитных разрядных волн фаза-земля, возникающих при однофазных замыканиях на землю (рисунок 36).

Устройство состоит из пускового органа, реагирующего на появление  $3U_0$  при ОЗЗ, органа направления, контролирующего знак мощности на фронте волны в контуре фаза-земля, блока питания и указательного реле. Устройство может работать на сигнал и на отключение.

Наиболее целесообразно использовать такие защиты в кольцевых сетях

или при параллельной работе двух или нескольких линий (рисунок 36). Комплекты устройства включаются на обеих сторонах контролируемых линий таким образом, что они срабатывают на замыкание контактов при условно положительном направлении распространения волны (мощности) от места замыкания на землю к месту контроля, то есть к шинам подстанции (рисунок 36б). При этом только на поврежденной линии знак мощности на обоих концах будет положительным и оба устройства сработают. На неповрежденной линии этой сети контакты замкнутся только на одном комплекте. По показаниям устройств можно определить на какой из линий произошло ОЗЗ.

Такие устройства могут применяться и в радиальных линиях для селективной сигнализации при ОЗЗ. При ОЗЗ (рисунок 36) на ВЛ1 направление распространения волны таково, что устройство на подстанции А сработает, (мощность направлена к шинам), а на подстанции Б устройство неповрежденной линии ВЛ2 не сработает (мощность направлена от шин). На неповрежденных линиях ВЛ3, ВЛ4 устройство также не сработает, так как на этих ВЛ не распространяются электромагнитные волны, возникшие при ОЗЗ на линии ВЛ1.

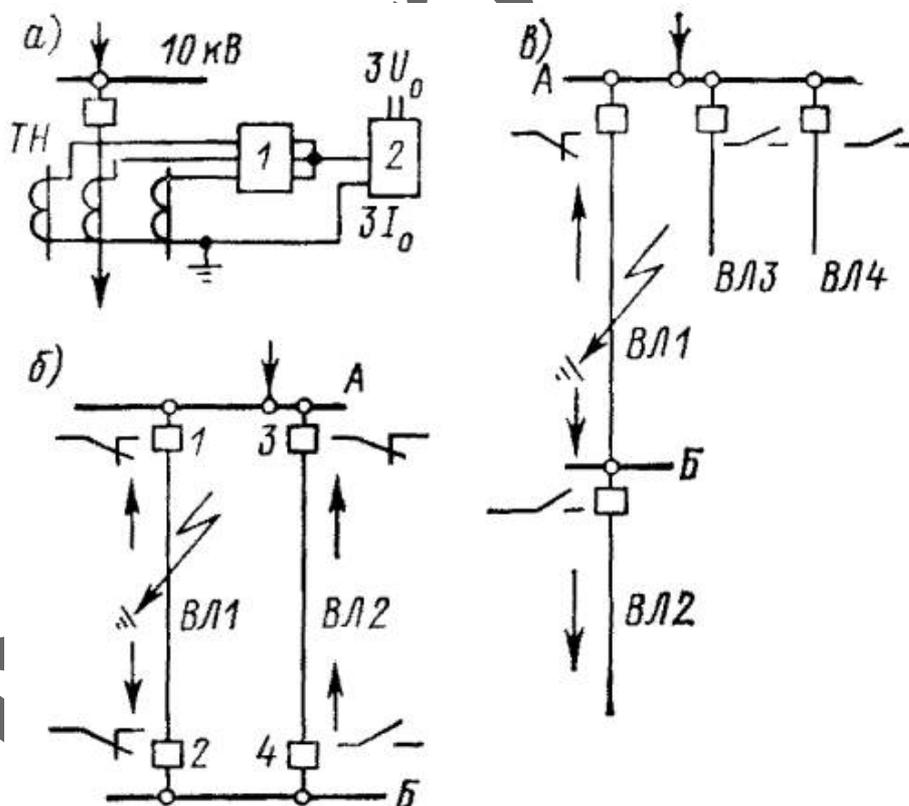


Рисунок 36 – Схема включения импульсной защиты (а) и поясняющие схемы ее работы при однофазных замыканиях на землю в сетях 6-35 кВ разной конфигурации (б) и (в).

Устройство сигнализации ОЗЗ, измеряющее высшие гармонические составляющие тока ОЗЗ, широко применяется в кабельных сетях городов и промышленных предприятий несмотря на его известные недостатки:

- непригодности для использования в сложных сетях с параллельными линиями;
- невозможность фиксации кратковременных ОЗЗ;
- необходимость выезда персонала на подстанцию для большого числа измерений с целью определения присоединения с ОЗЗ.

Такие устройства позволяют найти только присоединение с устойчивым ОЗЗ. Описанные устройства не имеют элемента направления, поэтому на подстанциях с малым числом присоединений затруднительно обеспечить их селективную работу.

## **10 Сети 6-35 кВ с нейтралью, заземленной через реактор (ДГР)**

В маломощной сети с изолированной нейтралью ток ОЗЗ составляет всего несколько ампер, поэтому ОЗЗ практически не сказывается на условиях передачи энергии потребителям. С другой стороны, при таких токах дуга оказывается не устойчивой и через несколько полупериодов самогасает. При значительных токах ОЗЗ дуга может гореть длительно, но причем, как правило, дуга перебрасывается на соседние фазы, вызывая двух- и трехфазные КЗ. Для сетей 6-35 кВ представляют опасность тепловые и ионизирующие воздействия электрических дуг.

В дуговом разрезе в момент токовой паузы происходит интенсивная деионизация дугового столба, в результате которой постоянно восстанавливаются диэлектрические свойства промежутка. С другой стороны, благодаря росту сопротивления дуги, в ней возрастает, восстанавливается напряжение до токовой паузы. Поэтому, при каждом прохождении через нуль происходит попытка гашения дуги, результат которой зависит от соотношения между скоростью восстановления напряжения и скоростью восстановления диэлектрической прочности.

Перенапряжения при дуговых замыканиях на землю возникают в результате колебательного перезаряда емкостей фаз относительно земли при зажигании и гашении заземляющей дуги в месте ОЗЗ. Максимальные перенапряжения определяются по мгновенным значениям напряжений на нейтрали и на неповрежденных фазах.

Компенсация емкостного тока замыкания на землю является бесконтактным средством дугогашения.

В тех случаях, когда отключение поврежденного присоединения при ОЗЗ по ряду причин нежелательно, необходимо применять меры минимизации возможных последствий повреждения.

Компенсация емкостного тока ОЗЗ путем применения ДГР способствует решению этой задачи. В то же время максимальный эффект при применении ДГР достигается только при полной компенсации емкостного тока, при котором расстройка компенсации не превышает примерно  $\pm 5\%$ .

Это возможно при практически симметричной сети, надежных высокоточных автоматических регуляторах, осуществляющих постоянный контроль емкости фаз сети относительно сети и автоматически корректирующих уставки ДГР. Кроме того, дело усложняется тем, что в компенсированной сети требуется применение специальных устройств для автоматического определения поврежденного присоединения.

На рисунке 37 даны пространственные схемы и векторные диаграммы при наличии ОЗЗ в сети.

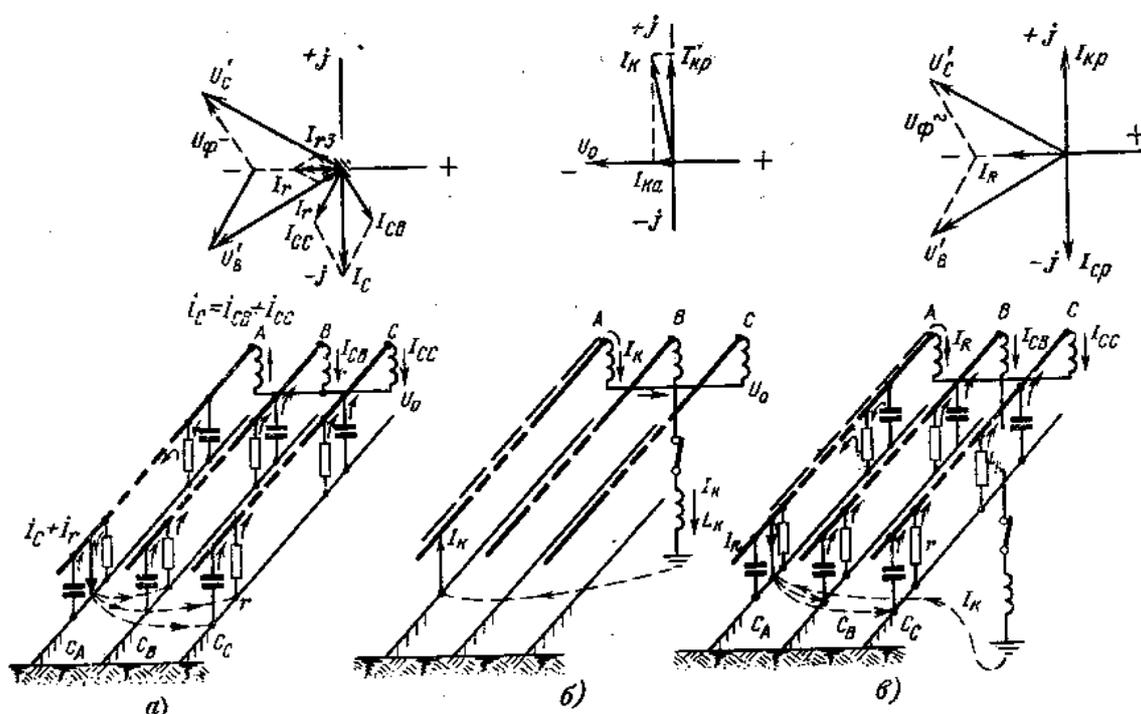


Рисунок 37 - Пространственные схемы при замыкании на землю и векторные диаграммы токов емкостного и активного в сети (а); тока в дугогасящей катушке (ток компенсации) (б); результирующего тока в месте повреждения (в):

где:  $U_C'$ ;  $U_B'$  - напряжение неповрежденных фаз при ОЗЗ в фазе а;

$I_{\text{кр}}$  - реактивный ток ДГР;  
 $I_{\text{ка}}$  - активный ток ДГР;  
 $I_{\text{р}}$  - результирующий ток;  
 $I_{\text{сс}}$ ;  $I_{\text{св}}$  - емкостной ток фаз в и с.

Ток ДГР возникает в результате воздействия на него напряжения смещения нейтрали:  $U_{\text{см}} = -U_{\text{а}}$

Емкостной ток реактора определяется по формуле 43:

$$I_{\text{кр}} = U_{\text{ф}} / \omega L_{\text{р}}, \quad (43)$$

где  $\omega = 2 \pi f$ ;

$f$  – частота сети;

$L_{\text{р}}$  – индуктивность реактора.

В сетях с большими емкостными токами замыкания на землю должны устанавливаться ДГР.

Требования по величине тока ОЗЗ, когда необходима установка ДГР приведены в предыдущей главе.

При установке ДГР и резонансной настройке ДГР получаем благоприятные условия протекания процессов:

- минимальный ток промышленной частоты в месте повреждения;
- минимальная скорость восстановления напряжения после гашения дуги;
- минимальный уровень дуговых перенапряжений;
- предотвращение возникновения в сети феррорезонансных явлений;
- работа сети с «землей»;
- предотвращение набросов реактивной мощности на источники питания.

В реальных условиях изменяющейся емкости сети, недостаточной мощности ДГР и отсутствие систем автоматической настройки компенсации обеспечить режим благоприятный во многих отношениях резонансной настройки оказывается невозможным. ПТЭ допускает настройку ДГР с перекомпенсацией (ток реактора больше тока ОЗЗ), при которой реактивная составляющая тока ОЗЗ должна быть не более 5А, а степень расстройки – не более 5%. Если установленные в сетях 6-10 кВ ДГР имеют большую разность токов смежных ответвлений, допускается расстройка с реактивной составляющей тока ОЗЗ не более 10А. В сетях 35 кВ при токе ОЗЗ менее 15 А допускается степень расстройки не более 10%. Разрешается режим

недокомпенсации (ток ДГР меньше тока ОЗЗ) при условии, что аврийно возникающие несимметрии емкостей фаз (например при обрыве провода) не приводят к появлению напряжения смещения нейтрали, превышающего 70% фазного напряжения. Так как это требование из-за многообразия изменения фазных емкостей сети практически не может быть реализованы, режим недокомпенсации не рекомендуется.

Степень несимметрии напряжений определяется по формуле 44:

$$U_{\text{нст}} = (U_{\text{нс}} / U_{\text{ф}}) * 100 \quad (44)$$

Емкостной ток ОЗЗ определяется по формуле 45:

$$I_{\text{с}} = 3 \omega C_{\text{ф}} U_{\text{ф}} 10^{-6}. \quad (45)$$

Степень расстройки компенсации ДГР определяется по формуле (46)

$$V = (I_{\text{с}} - I_{\text{к}}) / I_{\text{с}} * 100 \quad (46)$$

В сети с подключенным ДГР на нейтрали появляется напряжение смещения нейтрали  $U_0$ , определенное по формуле (47)

$$\bar{U}_0 = \bar{U}_{\text{нс}} / (V - jd), \quad (47)$$

где  $d$  – коэффициент успокоения, который определяется по формуле (48):

$$d = I_{\text{R}} / I_{\text{с}} \quad (48)$$

Для воздушных сетей с нормальным состоянием изоляции  $d = 2-6\%$ , при загрязненной и увлажненной изоляции  $d$  может вырасти до 10%, для кабельных сетей  $d = 2-4\%$ .

Модуль вектора напряжения смещения нейтрали равен (формула 49):

$$U_0 = U_{\text{нс}} / \sqrt{V^2 + d^2} \quad (49)$$

Степень смещения напряжения нейтрали равно (формула 50):

$$V_0 = V_{\text{нс}} / \sqrt{V^2 + d^2} \quad (50)$$

На рисунке 38 приведена осциллограмма однофазного замыкания в сети 10 кВ с нейтралью заземленной через ДГР с  $I_3 = 75\text{А}$  при коэффициенте компенсации емкостного тока  $K_Z = 100\%$  - резонанс,  $K_Z = 125\%$  - перекомпенсация,  $K_Z = 75\%$  - недокомпенсация.

Коэффициент компенсации емкостного тока (формула 51):

$$K = (1 / (3 \omega^2 L_{\text{п}} C)) * 100\% \quad (51)$$

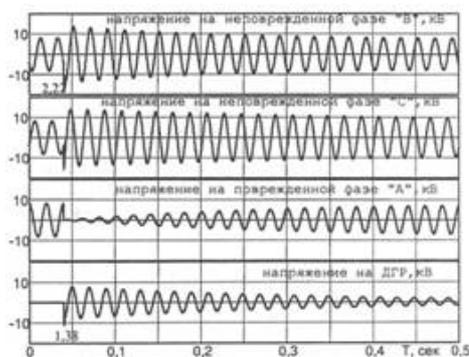


Рисунок 38 - Однофазное замыкание в сети 10 кВ с нейтралью, заземленной через ДГР. Емкостной ток замыкания на землю 75,6А. Коэффициент компенсации емкостного тока равен 100%.

На рисунке 38 показан процесс гашения дуги при  $K = 100\%$ . В отличие от системы с изолированной нейтралью, однократное замыкание с самопогашением дуги вызывает колебательный затухающий процесс изменения напряжения на нейтрали. Частота этого процесса тем ближе к промышленной, чем ближе коэффициент компенсации к единице.

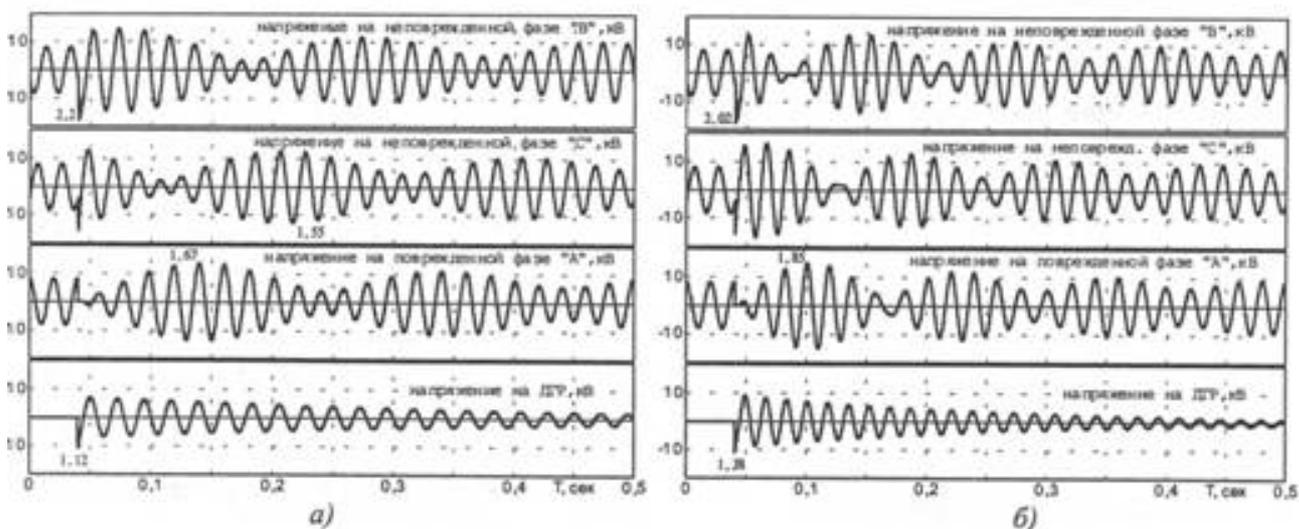


Рисунок 39 - Однофазное замыкание в сети 10 кВ с нейтралью, заземленной через ДГР. Емкостной ток замыкания на землю 75,6А. Коэффициент компенсации емкостного тока (а) равен 75% (недокомпенсация), коэффициент компенсации емкостного тока (б) равен 125% (перекомпенсация).

На рисунке 39 показан процесс однократного замыкания и последующего гашения заземляющей дуги в условиях недокомпенсации и перекомпенсации.

Здесь в отличие от случая полной компенсации ликвидация дугового замыкания сопровождается процессом биения (наложением неустановившегося напряжения промышленной частоты свободной составляющей близкой частоты), при котором повреждения на

поврежденных фазах достигает существенно больших значений. При этом становится возможным режим многократных пробоев ослабленного места при высоких значениях пробивного напряжения. Так на рисунке 40 можно видеть такой процесс при  $U_{\text{пр}} = 1,73U_{\text{ф}}$ , когда на здоровых фазах возможны высокие кратности дуговых перенапряжений.

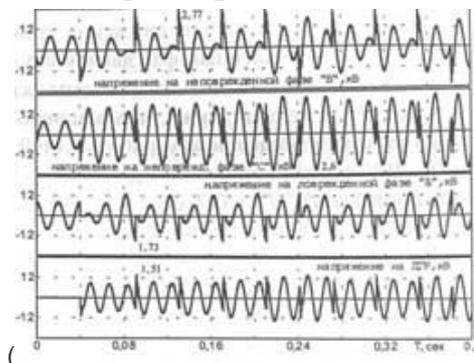


Рисунок 40 - Многократные замыкания в сети 10 кВ с нейтралью, заземленной через ДГР. Емкостной ток замыкания на землю 75,6А. Коэффициент компенсации емкостного тока равен 125% (перекомпенсация).

На рисунке 41 представлены зависимости смещения нейтрали при разных условиях настройки до отключения фазы, из которых видно, что перекомпенсация ограничивает смещение нейтрали при нарушении симметрии, в то время как при недокомпенсации получаются чрезвычайно высокие смещения нейтрали.

В действительности *смещения нейтрали* будут несколько ниже, так как при большой несимметрии, а следовательно и при больших токах в реакторе, начинает играть роль насыщение стального сердечника ДГР. Влияние насыщения сердечника видно на кривой 4 рисунка 41.

На рисунке 42 приведена зависимость смещения нейтрали от степени настройки при естественной несимметрии сети и при отключении одной фазы на участке линии. Из рисунка следует, некоторая степень расстройки, не приводящая к ухудшению условий гашения дуги, является положительным фактором, поскольку она уменьшает напряжение смещения (максимум напряжения смещения будет при резонансе).

Определение емкостного тока сети по результатам напряжения смещения нейтрали при разных настройках ДГР со ступенчатым регулированием тока производится по формуле (52):

$$I_C = I_{2K} - \frac{U_{01}}{U_{02}} I_{1K} / 1 - \frac{U_{01}}{U_{02}}, \quad (52)$$

где  $I_{1K}$  и  $I_{2K}$  – значения установленных токов компенсации, А;

$U_{01}$  и  $U_{02}$  – возникшие при этих настройках напряжения смещения нейтрали.

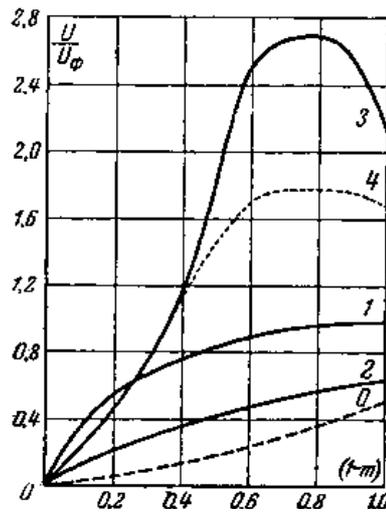


Рисунок 41 - Зависимость напряжения нейтрали от емкости отключенного участка

0 - изолированная нейтраль; 1 - точная настройка  $q = 1$ ; 2 - перекомпенсация 20% ( $q = 1,2$ ); 3 - недокомпенсация 20% ( $q = 0,8$ ); 4 - недокомпенсация 20%, учтено насыщение катушки.

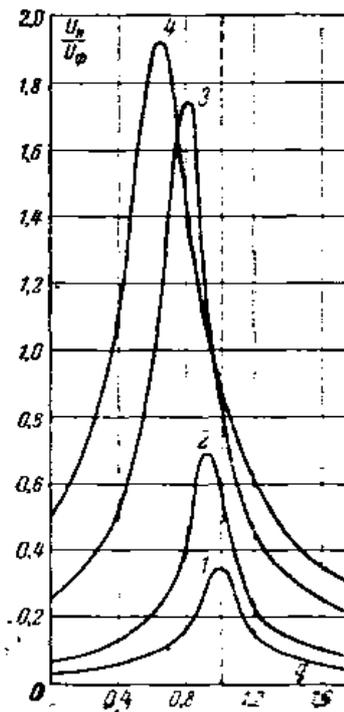


Рисунок 42 – Кривые зависимости смещения нейтрали от настройки

1 – линия без транспозиции,  $U_0 = 0,035$ ; 2,3,4 – отключение одной фазы на участке линии: (для 2,3,4 соответственно равно 0,8, 0,4 и 0).

Если сеть имеет значительную несимметрию емкостей фаз относительно земли, напряжение смещения нейтрали может достигнуть значений, соизмеримых с фазным напряжением, а через реактор пойдет ток, отключение которого разъединителем будет недопустимо. Предельно

допустимые смещения нейтрали и небольшие токи, отключение которых допускается разъединителями, приведены в таблице 8.

Таблица 8 - Предельно допустимые смещения нейтрали и предельный отключаемый ток.

Напряжение сети, кВ	Предельное смещение нейтрали, кВ	Предельный отключаемый ток, А
6	1,75	30
10	3,0	20
35	4,3	15

При возникновении такого режима перед отключением разъединителя необходимо уменьшить смещение нейтрали путем изменения емкости сети (формула 53):

$$\bar{U}_N = (\bar{U}_A \bar{Y}_A + \bar{U}_B \bar{Y}_B + \bar{U}_C \bar{Y}_C) / (\bar{Y}_A + \bar{Y}_B + \bar{Y}_C) \quad (53)$$

Емкость всей сети определяется по величине емкостного тока замыкания на землю, то есть (формула 54)

$$C = C_A + C_B + C_C = I_C / \omega U_M, \quad (54)$$

где  $I_C$  – амплитуда установившегося значения емкостного тока замыкания на землю.

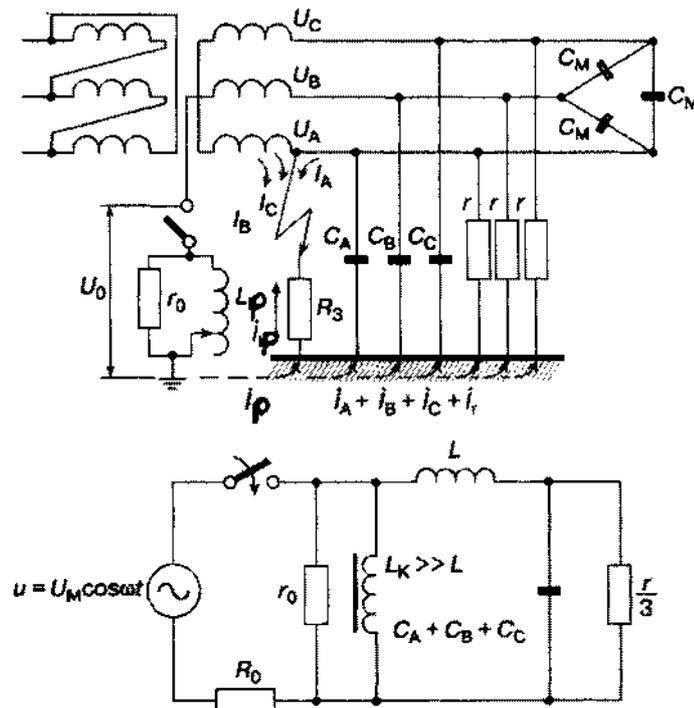


Рисунок 43 - Трехфазная схема сети и схема контура нулевой последовательности

На рисунке 43 приведена схема сети и схема контура НП. При работе сети с изолированной нейтралью и отсутствии ОЗЗ на нейтрали сети появляется напряжение несимметрии  $\bar{U}_{nc}$ , обусловленное несимметрией емкостей фаз относительно земли. Степень несимметрии фаз зависит от расположения проводов на опорах, а так же распределения конденсаторов высокочастотной связи между фазами ВЛ. Вектор степени несимметрии всегда направлен в сторону фаз с увеличенными емкостями на землю. В сети из трехфазных кабелей  $\bar{U}_{nc} = 0$ . ПТЭ нормирует величину напряжения несимметрии  $\bar{U}_{nc} < 0,75\%$  от фазного напряжения сети.

При включении ДГР на нейтрали появляется напряжение смещения  $\bar{U}_{cm}$ , обусловленное наличием в сети  $\bar{U}_{nc}$ .

Наибольшее напряжение смещения нейтрали сети возникает при резонансной настройке компенсации (ток ДГР равен емкостному току сети). Направление вектора напряжения смещения отстает на  $90^\circ$  от наибольшего  $\bar{U}_{cm}$ , представляющего собой диаметр окружности напряжений смещения, проведенный из начала симметричной системы фазных напряжений.

ПТЭ допускает величину напряжения смещения равной 15% длительно и 30% - кратковременно.

В несимметричной по разной емкости сети с ДГР возникает смещение нейтрали, определяемое по формуле 55:

$$\bar{U}_H = \bar{U}_A(C_A + a^2 C_B + a C_C) / (C_A + C_B + C_C + C_P), \quad (55)$$

где  $C_P$  – емкость ДГР.

Существенно большую величину может иметь смещение нейтрали в некоторых аварийных режимах, например, при отключении одной из фаз ВЛ. В частности, при  $C_1 = C_2$  и  $C_3 = 0$ ,  $U_0 = 0,5 U_\phi$ .

Из диаграммы рисунка 44 видно, что ток замыкания на землю определяется суммой двух емкостных токов, сдвинутых по фазе на  $60^\circ$ . Для гашения дуги необходимо, чтобы ток в месте замыкания на землю был равен нулю (идеальный случай). Этого можно достичь, если включить в нейтраль источника индуктивность такой величины, чтобы ток, протекающий через нее был равен по величине и сдвинут по фазе на  $180^\circ$  относительно тока, протекающего в месте замыкания на землю. Такой индуктивностью является дугогасящий реактор.

На рисунке 44 приведена зависимость наибольшего напряжения на поврежденной фазе (кривая 1) в момент зажигания заземляющей дуги и времени его возникновения (кривая 2) от степени настройки компенсации  $K$ .

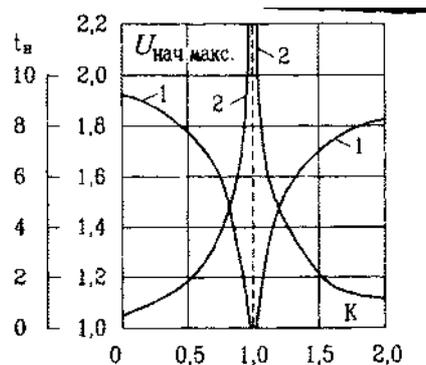


Рисунок 44 - Зависимость наибольшего напряжения на поврежденной фазе (кривая 1) в момент зажигания заземляющей дуги и времени его возникновения (кривая 2) от степени настройки компенсации К.

Параметры переходного процесса при возникновении однофазного дугового замыкания в сети с изолированной и заземленной нейтралью через ДГР определяются емкостью фаз, индуктивными сопротивлениями источника питания трансформатора и ДГР, а также сопротивлением дуги. Основными факторами, определяющими максимум перенапряжений при ОДЗ, являются:

- напряжение на аварийной фазе в момент первичного зажигания дуги  $U_3$ ;
- момент погасания дуги;
- напряжение повторного зажигания дуги  $U_{п.}$

Повышение напряжения при ОДЗ обусловлено тем, что вторичный пробой происходит при ненулевом значении напряжения на нейтрали сети, которое зависит от условий гашения дуги после первого пробоя и составляет  $(0,5-4)U_{ф.}$

Максимальные значения перенапряжений возникают, если наблюдается погасание дуги при переходе через нулевое значение свободной составляющей тока дуги. При быстром погасании дуги происходит заряд емкостей неповрежденных фаз до напряжения, превышающего фазное, и появляется напряжение на нейтрали. Последующие зажигания дуги в момент максимума напряжения аварийной фазы приводит к поэтапному нарастанию напряжения (эскалации напряжения) на нейтрали и к перенапряжениям на неповрежденной фазе.

Возникновение дуговых перенапряжений наиболее вероятно при перемежающейся дуге и сравнительно небольших токах ОЗЗ, не превышающих 10А. Значение амплитуды перенапряжений при этом может достичь 3,5-3,8  $U_{ф.}$  При увеличении тока ОЗЗ дуговые перенапряжения снижаются. Это связано с тем, что дуга носит более спокойный характер, а

при больших токах вообще не обрывается. При токах ОЗЗ от 10 до 20А перенапряжения не превышают  $3 U_{\phi}$ , при токах 20-50А перенапряжения не превышают  $2,7 U_{\phi}$ .

Таблица 9 - Характеристика режима резонансного заземления нейтрали (компенсированная нейтраль)

Достоинства	Недостатки
1. Возможность работы сети с ОЗЗ до принятия мер по безаварийному отключению поврежденного элемента	1. Дополнительные затраты на заземление нейтрали через ДГР и устройства для автоматического правления настройкой компенсации
2. Уменьшение тока в месте повреждения (при резонансной настройке ДГР остаточный ток содержит только некомпенсируемые активную составляющую и высшие гармоники)	2. Трудности с решением проблемы защиты и селективной сигнализации ОЗЗ
3. Значительное снижение скорости восстановления напряжения на поврежденной фазе после обрыва дуги тока ОЗЗ	3. Возможность возникновения прерывистых дуговых ОЗЗ, сопровождающихся перенапряжениями на неповрежденных фазах до $2,5U_{i,max}$
4. Высокая вероятность (с учетом пп. 2 и 3 самогашения дуги и самоликвидации большей части ОЗЗ (при ограниченных значениях остаточного тока в месте повреждения)	4. Увеличение вероятности возникновения дуговых прерывистых ОЗЗ и максимальных перенапряжений на неповрежденных фазах до $(2,6-3) U_{\phi max}$ при расстройках компенсации
5. Практически исключается возможность возникновения дуговых перемежающихся ОЗЗ	5. Возможность (с учетом пп. 3 и 4) вторичных пробоев в точках сети с ослабленной изоляцией
6. Уменьшение кратности перенапряжений на неповрежденных фазах по сравнению с изолированной нейтралью (до значений 2,5 ном при первом пробое изоляции или дуговых прерывистых ОЗЗ)	6. Невозможность скомпенсировать (без использования специальных устройств) в месте повреждения активную составляющую и высшие гармоники
7. Безопасность длительного воздействия перенапряжений в установившемся и переходном режимах ОЗЗ для элементов с нормальной изоляцией	7. Увеличение (с учетом п. 6) остаточного тока в месте повреждения с ростом суммарного емкостного тока сети
8. Исключается возможность возникновения феррорезонансных процессов в сети	8. Ограничения (с учетом п. 7) на развитие сети
9. Уменьшение влияния дуговых ОЗЗ на линии связи	

Дугогасящий реактор представляет собой индуктивность, предназначенную для гашения дуги замыкания на землю и ограничения перенапряжений при повторных зажиганиях заземляющей дуги.

По способу регулирования тока компенсации современные ДГР разделяются на три типа:

- с переключением ответвлений обмотки;

- с изменением зазора в магнитной системе;
  - с изменением индуктивности подмагничиванием постоянным током.
- На рисунке 45 приведены основные виды, применяемых ДГР.

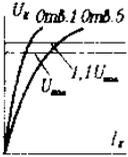
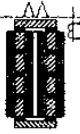
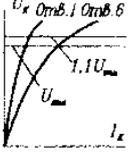
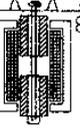
Общий вид дугогасящего аппарата	Зависимость тока компенсации от фактора регулирования	Содержание высших гармоник в точке, %	Отношение предельных токов	Масса индукция	Способ регулирования
		0	1/2	14 000	Ручное переключение с отключением катушки от сети переключателем пяти ответвлений на крышке.
		1-1,5	1/2,5	16 500	Ручное переключение с отключением катушки от сети переключателем со штурвальным приводом для шести или девяти ответвлений.
		1-1,5	1/10 (1/20)	12 000- 14 000	Плавная перестройка электродвигателем без отключения от сети.

Рисунок 45 - Основные виды дугогасящих катушек.

Ступенчатое регулирование обычных ДГР осуществляется изменением ответвлений их обмоток.

ДГР с плавным регулированием плунжерного типа имеют меньшую надежность, чем реакторные с переключателем, образующие зазоры в магнитопроводе, и связанные с ними конструктивные элементы подвергаются вибрационным нагрузкам при длительных и многократных протеканиях токов.

Если емкостной ток замыкания землю изменяется не более чем на 10%, рекомендуется применять ДГР со ступенчатым регулированием, в остальных - с плавным регулированием.

Реакторы с подмагничиванием и, в частности реакторы РУОМ производства ОАО «ЭЛУР», не обладают важнейшей характеристикой реакторов плунжерного типа - наличие оптимального значения индуктивности реактора в момент ОЗЗ. В нормальном режиме работы обмотка подмагничивания РУОМ не обтекается током, а его индуктивность составляет минимальное базовое значение и, как следствие, недопустимо большую расстройку. При возникновении металлического замыкания на землю автомата за счет форсированного увеличения тока подмагничивания настраивает индуктивность РУОМ в резонансе с емкостью сети. Ввиду

определенной инерционности магнитной системы реактора это происходит за 10-15 периодов промышленной частоты. При дуговых замыканиях, которые могут происходить через 1-2 периода, автоматика не успеет сработать и поэтому ее работа блокируется, следовательно при дуговых замыканиях РУОМ работает как обычный ступенчатый реактор с очень большой расстройкой компенсации (~30-40%). Для реактора РУОМ теряется смысл самого названия «дугогасящий», так как при такой расстройке компенсации дуговое замыкание может происходить каждый полупериод. При этом существует большая вероятность того, что за счет длительного воздействия перенапряжений произойдет пробой неповрежденной фазы прежде, чем дуговое замыкание перейдет в металлическое.

Серьезной проблемой реакторов с подмагничиванием является содержание в токе компенсации значительной составляющей высших гармоник, которая может достигь 10-15% от емкостного тока. Этот факт, а также увеличенные активные потери при максимальных токах подмагничивания, создают условия для длительного горения заземляющих дуг. При металлическом замыкании (даже в случае резонансной настройки) остаточный ток в месте замыкания у реакторов с подмагничиванием имеет довольно значительную величину.

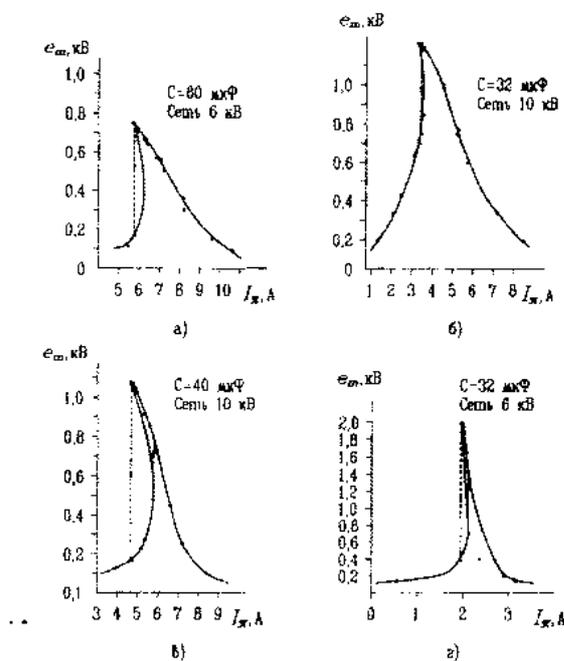


Рисунок 46 – Экспериментально снятые амплитудные характеристики дугогасящего реактора с подмагничиванием в составе контура нулевой последовательности сети с токами однофазных замыканий на землю 87,96А (а); 60,32А (б); 75,36А (в); 35,17А (г);

где  $e_m$  – напряжение возбуждения реактора;  
 $I_m$  - ток подмагничивания.

Изготовители РУОМ одним из достоинств ДГР типа РУОМ считают возможность регулирования тока компенсации при наличии ОЗЗ (автоматика плунжерных ДГР во время ОЗЗ блокируется), но проведенные исследования говорят о том, что при регулировании тока компенсации при ОЗЗ может вызвать перенапряжения опасные для изоляции. Характер таких перенапряжений приведен на рисунке 46.

Крутые фронты (скачки) напряжений и токов, посылаемые в сеть из ДГР, могут быть источником нежелательных явлений, приводящих к опасным перенапряжениям.

Несмотря на то, что применение ДГР типа РУОМ совместно с высокоомным резистором отмечено государственной премией России, применение этого метода в России запрещено, т.к. при его применении исчезает основное преимущество резонансно настроенного реактора - снижение скорости восстанавливающегося напряжения на поврежденной фазе.

При малых токах ОЗЗ применяется дугогасящий реактор типа ТАДТМ (УДТМ), представляющий собой трехфазный двухобмоточный пятистержневой трансформатор, обмотки ВН которого соединены в схему «звезда» с выведенной нейтралью, а обмотки НН - в схему «разомкнутого треугольника».

В цепь обмотки НН включен реактор, схема реактора ТАДТМ приведена на рисунке 47.

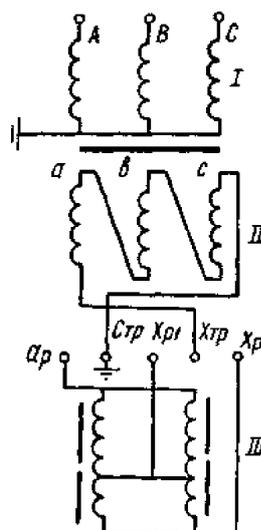


Рисунок 47 – Электрическая схема дугогасящего устройства ТАДТМ-30/10:

I – первичная обмотка; II – вторичная обмотка; III – реактор.

Реактор ТАДТМ предотвращает повреждения ТН типа ТНМИ от опасных перенапряжений при феррорезонансе, развития замыкания на землю

в междуфазные короткие замыкания, разрушения железобетонных опор емкостными токами ОЗЗ, обеспечивает безопасность прикосновения к железобетонным и металлическим опорам.

Однако, в связи с применением нерезонирующих трансформаторов напряжения НАМИ и появления плунжерных ДГР на малые токи, применение реакторов ТАДТМ потеряли свое значение.

Оптимальным можно считать систему компенсации емкостного тока, состоящую из постоянно настраиваемого в резонанс плунжерного реактора, автоматического регулятора, а также селективного высокочувствительного устройства обнаружения однофазных замыканий на землю.

Выбор мощности ДГР должен производиться с учетом конфигурации сети, возможных делений сети на части, возможных аварийных режимов. Мощность ДГР выбирается по величине полного емкостного тока ОЗЗ  $I_p$  по формуле 56:

$$Q_p = I_c * (U_{НОМ} / \sqrt{3}) \quad (56)$$

Емкостной ток определяется по формулам 10,11.

На рисунке 48 даны рекомендованные схемы включения ДГР.

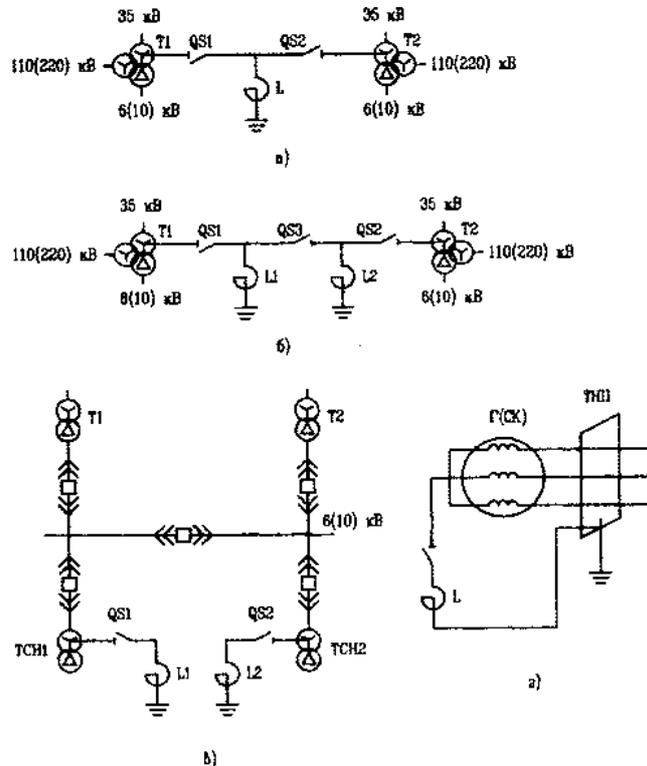


Рисунок 48 - Схемы включения дугогасящих реакторов: а - включение одного реактора; б - включение двух реакторов в - включение реакторов в нейтрали трансформаторов СН; г - включение реактора в нейтраль генератора (синхронного компенсатора).

ДГР должны подключаться к нейтрали трансформаторов через разъединитель, в цепи заземления ДГР устанавливается трансформатор тока. Трансформаторы 6,10 кВ с ДГР в нейтрали должны подключаться к шинам подстанции выключателями. На двухтрансформаторных подстанциях схемы включения ДГР должны предусматривать возможность подключения ДГР как к одному, так и другому трансформатору. Применение предохранителей в схеме питания трансформаторов с ДГР недопустимо, так как при перегорании предохранителя не нейтрали появляется фазное напряжение.

Использование в месте разъединителя выключателей для подключения ДГР к нейтрали питающего ДГР трансформатора недопустимо, так как отключение ДГР при наличии в сети ОЗЗ приводит к увеличению объема повреждения. В результате ОЗЗ может развиваться междуфазное короткое замыкание. Помимо того, принудительный обрыв индуктивности тока может привести к повреждению изоляции ДГР и выключателя.

Применение разъединителя между трансформатором и ДГР обязательно, так как отключение ненагруженного трансформатора с ДГР может привести к возникновению перенапряжений в сети из-за неодновременного отключения фаз. Объединение нейтралей трансформаторов через нулевую шину недопустимо, так как при отдельной работе трансформаторов со стороны сети при наличии в ней ОЗЗ, напряжение на нейтрали одинаково изменяет фазное напряжение отдельных частей. Вследствие чего, становится невозможным определение части сети с ОЗЗ. Коммутирование ДГР, настроенной в резонанс, при ОЗЗ запрещается.

При выборе ответвлений ДГР со ступенчатым регулированием, необходимо учитывать снижение тока ДГР вследствие влияния сопротивления трансформатора, к нейтрали которого подключена ДГР.

Действительный ток компенсации  $I_P$  определяется по формуле 57

$$I_P = 3U_{CP} / X_T + 3X_P = I_{PH} / (1 + X_T / 3X_P) \quad (57)$$

где  $X_T$  – сопротивление трансформатора, Ом.

$$X_T = (U_K U_{НОМ}) / (100 S_T) \quad (58)$$

$X_P$  – сопротивление реактора;

$S_T$  – мощность трансформатора (кВА).

$$X_P = U_{НОМ} / (\sqrt{3} I_{PH}), \text{ Ом} \quad (59)$$

Подставив значения  $X_T$  и  $X_P$  можно получить упрощенную формулу определения тока компенсации (формула 60):

$$I_p = I_{pH} / (1 + (U_{K\%} Q_{НОМ Р} / 100 S_{НОМ Т})) \quad (60)$$

где  $I_{pH}$  – номинальный ток ДГР;

$U_{K\%}$  - напряжение кз трансформатора;

$S_{НОМ Т}$  – номинальная мощность трансформатора;

$Q_{НОМ Р}$  – номинальная мощность ДГР.

При установке плунжерных ДГР, регулирование тока ДГР производится автоматически.

При помощи устройства БАНК (блок автоматической настройки катушки), который запускается фазочувствительной схемой, измеряя угол между линейным напряжением и вращающимся вектором напряжения смещения. Регулирование производится до максимального значения напряжения смещения, чем исключается дросселирующее влияние трансформатора на выдаваемый ток компенсации.

Для наилучшего использования мощности ДГР трансформатор в нейтраль которого он включен, должен иметь минимальное сопротивление нулевой последовательности.

На рисунке 49 даны варианты включения ДГР в нейтраль трансформатора.

При замыкании одной фазы сета на землю через соответствующую обмотку трансформатора, в нейтраль которого включен ДГР проходит индуктивный ток  $I_p$ . Это равносильно прохождению через обмотки трех фаз трансформатора тока нулевой последовательности  $I_0 = I_p / 3$ , что приводит к некоторому падению напряжения в обмотке, снижению потенциала нейтрали и уменьшению фактической мощности ДГР. В зависимости от схемы соединения обмоток, мощности и конструкции трансформатора, этот эффект может быть незначительным либо существенным.

При включении ДГР в нейтраль понижающего трансформатора, имеющего схему соединения (рисунок 49а), токи нулевой последовательности, возникающие во вторичной обмотке, создают поток нулевой последовательности, который наводит эдс.

Таким образом, прохождение токов нулевой последовательности в первичной и вторичной обмотках создает только небольшой поток рассеивания нулевой последовательности. Схема нулевой последовательности в первичной обмотке, замкнутой в треугольник, является благоприятной для включения ДГР в нейтраль, так как позволяет полностью использовать мощность ДГР, и не дает дополнительных потерь и нагрева, за счет неуравновешенных магнитных потоков.

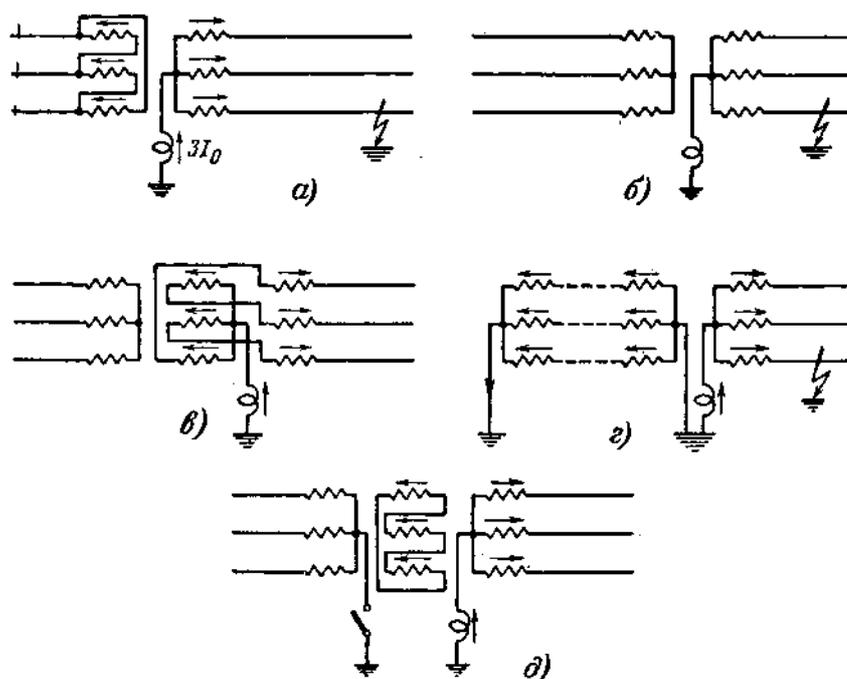


Рисунок 49 - Включение катушки в нейтраль трансформатора с различными схемами соединения обмоток и распределения токов нулевой последовательности.

Этих преимуществ лишена схема соединения  $Y / Y$  (рисунок 49б) магнитные потоки нулевой последовательности, остаются неуравновешенными, поскольку в первичной обмотке соответствующие токи протекать не могут. Неуравновешенные магнитные потоки замыкаются по воздуху, маслу и стенкам бака, вызывают его нагревание, кроме того, из-за, наличия неуравновешенных магнитных потоков обмотки трансформатора имеют повышенное индуктивное сопротивление, которое может стать соизмеримым с индуктивным сопротивлением ДГР, тем самым ухудшится использование мощности ДГР.

Особенно неблагоприятные условия складываются, если трансформатор по схеме  $Y / Y$  имеет замкнутую магнитную систему (трансформатор броневого типа, группа однофазных трансформаторов). В таких трансформаторах неуравновешенные магнитные потоки замыкаются через стальные сердечники без зазоров. Индуктивное сопротивление таких трансформаторов велико и обычно превосходит необходимое для компенсации индуктивное сопротивление. Включение ДГР в нейтраль таких трансформаторов не рекомендуется.

Если первичная обмотка трансформатора имеет заземленную нейтраль при одновременном заземлении нейтрали источника (рисунок 49г), то токи нулевой последовательности могут проходить в первичной сети. При этом получается полная компенсация магнитных потоков, то есть трансформатор

ведет себя как трансформатор со схемой соединения обмоток  $\Delta / Y$  или  $Y / Z$

Однако трансформаторы со схемой  $Y_0 / Y$  обычно не выпускается.

У трансформаторов  $Y_0 / Y_0 / \Delta$  независимо от того, замкнута ли нейтраль обмотки высокого напряжения на землю или разомкнута, токи нулевой последовательности циркулируют в треугольнике, не выходя во внешнюю сеть и приведут к полной компенсации магнитных потоков в магнитопроводе трансформатора. При включении ДГР в нейтраль обмотки среднего напряжения (35 кВ) его мощность не должна превосходить мощность обмотки, соединенной в треугольник.

Для подключения ДГР в сетях 6, 10 кВ должны использоваться специальные ненагруженные трансформаторы с обмотками, соединенными по схеме  $Y_0 / \Delta$ . При использовании для подключения ДГР трансформаторов собственных нужд, они должны быть проверены по длительно допустимой нагрузке. Ток длительно допустимой нагрузки определяется по формуле 61:

$$I_{\text{доп}} = \sqrt{1,1 * I_{\text{НОМ Т}}^2 I_{\text{К}}^2} \quad (61)$$

где  $I_{\text{НОМ Т}}$  – номинальный ток трансформатора, А;

$I_{\text{К}}$  – ток компенсации ДГР, А.

При использовании ненагруженных трансформаторов со схемой  $Y / Y_0$  мощность трансформатора должна быть в 4 раза больше мощности ДГР.

Для оценки длительно допустимой нагрузки трансформатора с ДГР принимается чисто активная трехфазная нагрузка, равномерно распределенная между обмотками трансформатора.

На рисунке 50 приведено распределение тока в обмотках нагруженного трансформатора с ДГР.

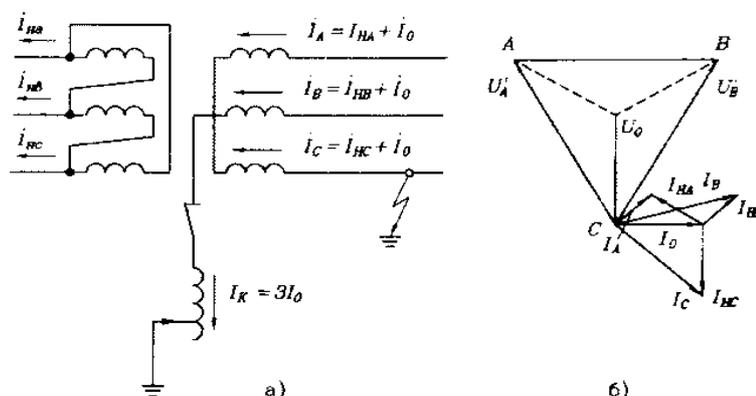


Рисунок 50 - Распределение токов в обмотках нагруженного трансформатора с дугогасящим реактором (а) и векторная диаграмма токов относительно напряжения на нейтрали при замыкании на землю в сети (б).

Усредненная перегрузка по току, которая допустима в течение длительного замыкания на землю, подсчитывается как среднее квадратичное значение от токов в обмотке по формуле 62:

$$I_{\text{ПЕР}} = \sqrt{(I_A^2 + I_B^2 + I_C^2)/3} = \sqrt{I_0^2 + I_H^2} \quad (62)$$

Поэтому допустимый ток нагрузки трансформатора равен (формула 63):

$$I_H = \sqrt{I_{\text{ПЕР}}^2 - I_0^2} \quad (63)$$

где  $I_0$  - ток нулевой последовательности;

$I_H$  - ток дополнительной нагрузки.

При резонансной настройке ДГР и наличии емкостной асимметрии в нормальном режиме или при обрыве провода возможно возникновение резонансных перенапряжений. Это явление поясняет формула 64:

$$U_0 = U_{\text{НС}} / \sqrt{V^2 + d^2} \quad (64)$$

где  $U_0$  - напряжение смещения (напряжение на нейтрали трансформатора при подключении ДГР);

$U_{\text{НС}}$  - напряжение несимметрии;

$V$  - степень расстройки компенсации;

$d$  - коэффициент успокоения сети, равный (формула 65):

$$d = (I_R / I_C) * 100\% \quad (65)$$

где  $I_R$  - активная составляющая тока ОЗЗ;

$I_C$  - емкостной ток замыкания на землю.

На рисунке 51 приведена схема включения ДГР вне зависимости от его конструктивного исполнения и кривые возможных резонансных перенапряжений.

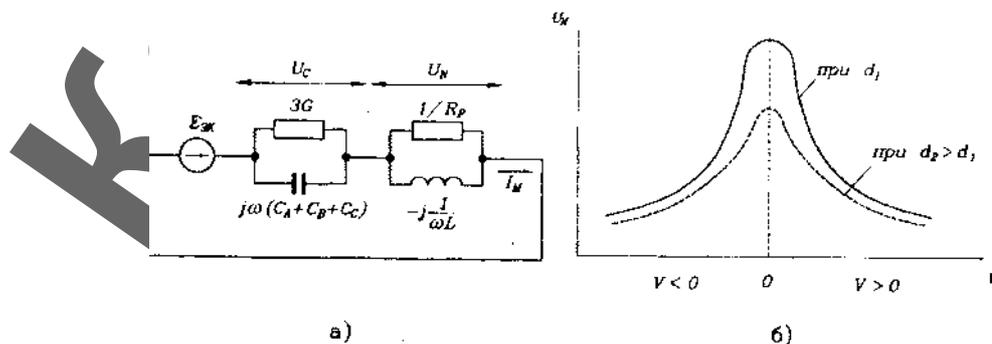


Рисунок 51 - Схема включения ДГР вне зависимости от его конструктивного исполнения и кривые возможных резонансных перенапряжений.

а - схема замещения; б – зависимость потенциала нейтрали от степени расстройки:  $U_c$  - напряжение сети;  $U_N$  - напряжение на реакторе;  $G$  - проводимость сети;  $R_p$  - активное сопротивление реактора.

При наличии емкостной асимметрии и резонансной настройке  $V_i=0$  напряжение смещения будет определяться только напряжением несимметрии и коэффициентом успокоения  $d$ . Коэффициент успокоения в сети для воздушных сетей с нормальным состоянием изоляции  $d=2 - 3\%$ , при загрязнении изоляции коэффициент успокоения может вырасти до  $10\%$ . Для кабельных сетей  $d = 2-4\%$ , однако, при наличии в сети кабелей с состарившейся изоляцией  $d$  может достигнуть  $10\%$ .

На рисунке 51 приведена схема замещения сети при ОЗЗ и уровень возможных резонансных перенапряжений.

Резонансные перенапряжения тем больше, чем выше степень асимметрии и меньше коэффициент успокоения. В целях ограничения резонансных перенапряжений напряжение несимметрии не должно превышать  $0,75\%$ , тогда потенциал нейтрали  $U_N \leq 0,15U_{cp}$ .

Обрыв фазы (без падения провода на землю) заметно увеличивает асимметрию сети, создавая тем самым предпосылку для резонансных перенапряжений. Вместе с тем, если до обрыва сеть работала с резонансной настройкой, то обрыв фазы, снижая суммарную емкость сети, тем самым выводит сеть из резонансного режима. Поэтому опасен и недопустим режим недокомпенсации, так как в этом случае обрыв фазы может привести к резонансной настройке и возникновению опасных перенапряжений на изоляции. При выполнении условий перекомпенсации соответствуют требованиям ПТЭ потенциал нейтрали ее превышает  $0,7 U_{ф}$ .

В реальной сети при применении ДГР со ступенчатым регулированием настройка ДГР в резонансе мало вероятна и может произойти только при обрыве провода, в сети с ДГР плунжерного типа, из-за наличия зоны нечувствительности, настройка ДГР так же должна производиться с небольшой перекомпенсацией.

На рисунке 52 дана типовая схема подключения ДГР.

В настоящее время в сетях эксплуатируются устройства настройки дугогасящих реакторов, которые используют в качестве параметра управления амплитудные и фазовые характеристики контроля нулевой последовательности сети, то есть в зависимости от напряжения нейтрали  $U_0$  или фазового угла между  $U_0$  и опорным напряжением. В качестве последнего выбирается линейное напряжение.

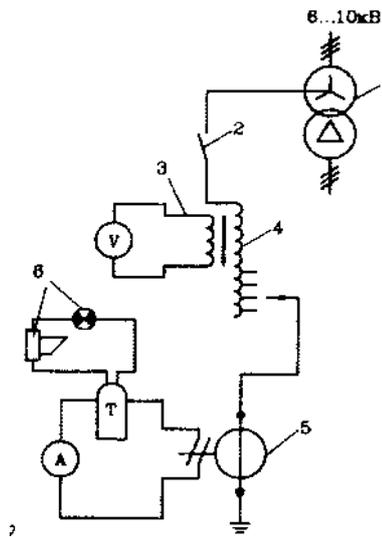


Рисунок 52 - Схема включения дугогасящей катушки:

1 - заземляющий трансформатор; 2 - выключатель; 3 - сигнальная обмотка напряжения с вольтметром; 4 - дугогасящий реактор; 5 - трансформатор тока; 6 - звуковая и световая сигнализация; А - амперметр; V - вольтметр; Т - токовое реле.

Однако названные параметры имеют низкую помехоустойчивость из-за влияния небалансов элементов сети.

В реальной сети напряжение естественной несимметрии  $U_{НС}$  обусловлено небалансом параметров элементов всей сети:

- фазных напряжений сети высшего уровня;
- питающего  $T$ , соединительного  $TN$  и измерительного  $TV$  трансформаторов;
- нагрузки;
- активных и емкостных проводимостей фаз сети относительно земли;
- наведенных на соединительных проводах обмотки разомкнутого треугольника трансформатора  $TV$  и информационного входа САН КНП сети помех широкого спектра частот, наибольшее влияние из которых оказывает составляющая с частотой 50 Гц.

Произведем оценку небаланса в схеме на рисунке 53.

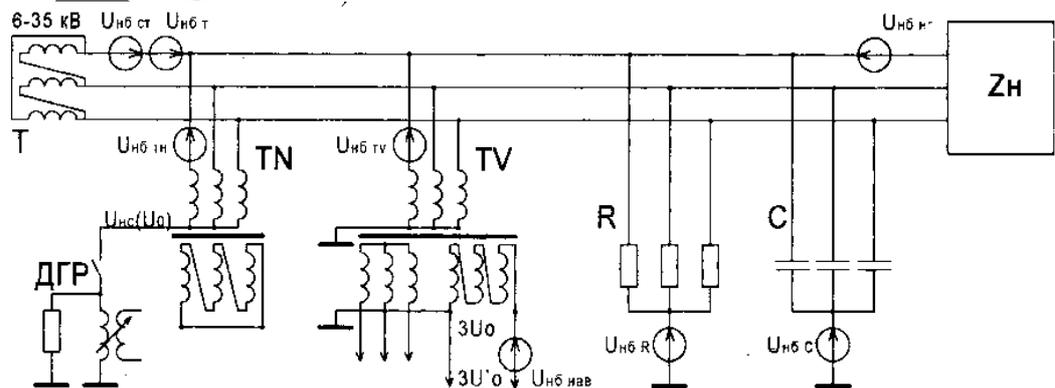


Рисунок 53 - Эквивалентная схема трехфазной компенсированной сети

При отключенном ДГР напряжение естественной несимметрии будет определяться параметрами небаланса всех элементов, за исключением измерительного трансформатора, формула 66:

$$\bar{U}_{НС} = \bar{U}_{НБ СТ} + \bar{U}_{НБ Т+} + \bar{U}_{НБ ТН+} + \bar{U}_{НБ НГ+} + \bar{U}_{НБ РС}, \quad (66)$$

где  $\bar{U}_{НБ СТ}$  - эквивалентное напряжение небаланса, обусловленное неравенством фазных напряжений сети высшего уровня;

$\bar{U}_{НБ Т+} + \bar{U}_{НБ ТН+} + \bar{U}_{НБ НГ}$  - эквивалентное напряжения небаланса, вызванные несимметричностью питающего и присоединительного трансформаторов, нагрузки;

$\bar{U}_{НБ РС}$  - эквивалентное напряжение небаланса проводимостей на землю, состоящая из активной  $\bar{U}_{НБ R}$  и емкостной  $\bar{U}_{НБ C}$ .

В кабельных сетях напряжение несимметрии имеет незначительную величину и все его составляющие соизмеримы. Положение вектора напряжения  $\bar{U}_{НС}$  зависит от параметров небаланса всех элементов.

При включенном реакторе напряжение на нейтрали связано с расстройкой КНП сети (формула 67):

$$\bar{U}_0 = \bar{U}_{НС} / (\vartheta + jd), \quad (67)$$

где  $\vartheta, d$  - соответственно, коэффициенты расстройки и демпфирования.

Коэффициент  $d$  в нормальном режиме работы сети величина практически постоянная и его влияние на величину напряжения нейтрали  $U_0$  существенно меньше коэффициента расстройки  $\vartheta$ . На рисунке 54 приведена круговая диаграмма напряжения на нейтрали, характеризующая зависимость  $\bar{U}_0$  от расстройки компенсации при заданной величине коэффициента демпфирования. Положение векторов  $\bar{U}_0$  и  $\bar{U}_{НС}$  соответствует резонансной настройке контура. Вектор напряжения  $\bar{U}_{НС}$  представлен суммой векторов напряжений небаланса.

В процессе эксплуатации параметры сети изменяются, поэтому амплитуда и фаза  $\bar{U}_{НС}$ , а соответственно и  $\bar{U}_0$  постоянно меняются, независимо от значения расстройки  $\vartheta$ . Применение амплитудных и фазовых характеристик в качестве управляющего параметра СН КНП сети, таким образом, не может обеспечить стабильную работу автоматических регуляторов без принятия специальных мер по стабилизации вектора напряжения несимметрии. Такой мерой служит увеличение напряжения небаланса одного из элементов сети: присоединительного трансформатора; фазных проводимостей (емкостной) сети; включением последовательно с

ДГР источника дополнительного напряжения. Причем обязательно условие совпадения направлений векторов напряжений несимметрии и вводимого дополнительно в нейтраль сети. На рисунке 54 приведенное к вторичной (соединенной по схеме в разомкнутый треугольник) обмотке  $TV$  напряжение на нейтрали  $\bar{U}_0$  отличается от напряжения на входе СН  $3\bar{U}_0$  как по величине, так и по фазе. Это вызвано переходом к цепям измерения напряжения небаланса измерительного трансформатора и влиянием на эти цепи посторонних источников напряжением основной частоты сети.

В этом случае, установленная по фазовым характеристикам (ФХ) КНП сети настройка будет отличаться от резонансной на величину, определяемой углом  $\varphi$ .

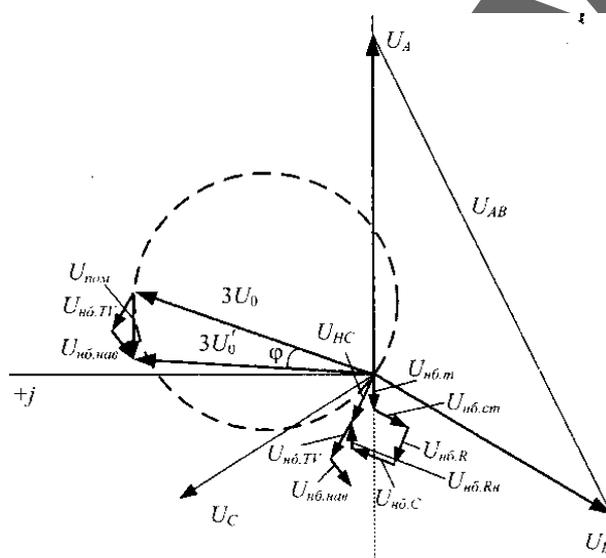


Рисунок 54 - Круговая диаграмма напряжения на нейтрали.

В области больших расстроек напряжение  $\bar{U}_0$  уменьшается и при значениях, соизмеримых с находящимся за круговой диаграммой напряжением помехи  $\bar{U}_{ПМ}$ , ФХ контура будет определяться параметрами всех составляющих входного сигнала АР.

При резонансной настройке или изменении расстройки в определенных пределах напряжение  $\bar{U}_0$  и его фаза несут практически достоверную информацию о режиме компенсации. Однако, при удалении от резонанса наблюдается несоответствие фазовой и амплитудной характеристики от истинных.

В реальной сети с ДГР плунжерного типа с большим диапазоном регулирования наблюдаются провалы с амплитудой  $\bar{U}_0 = f(I_2)$  и фазовой  $\varphi = f(I_2)$  в характеристиках контура при работе в области больших расстроек.

Использование только фазовых характеристик КНП сети в качестве параметра управления реакторами, даже при наличии искусственной

несимметрии, не гарантирует поддержания в сети резонансной настройки. В ряде случаев, особенно в сетях с однореакторной схемой компенсации, управление с контролем фазы может привести к отказу САН ДГР. Введение дополнительного параметра - зависимости напряжения нейтрали от расстройки - для формирования сигнала управления ДГР позволяет произвести более точную настройку на резонанс при условии отсутствия в сети переменной нагрузки. Однако низкая помехоустойчивость в области больших расстроек нередко приводит к сбоям в работе не только фазовых, но и экстремальных и адаптивных регуляторов.

### **11 Релейная защита сетей 6-35 кВ с нейтралью, заземленную через реактор (резонансное заземление нейтрали)**

Создать селективную (избирательную) и высокочувствительную защиту от ОЗЗ, пригодную для любых видов сетей с малым током замыкания на землю до сего времени не удалось никому. Действительно трудно создать универсальную защиту от ОЗЗ для таких разных типов электроустановок, как воздушные и кабельные линии, генераторы и электродвигатели для таких разных режимов заземления нейтральных точек сети, как изолированная нейтраль, «резонансно-заземленная нейтраль» или частично-заземленная нейтраль (нейтраль заземленная через резистор). Особые трудности при выполнении селективных защит от ОЗЗ имеет место в сетях 6-10 кВ с резонансно-заземленной нейтралью, где ток повреждения промышленной частоты полностью компенсируется током ДГР и поэтому не может быть использован в качестве источника информации. Дополнительные трудности возникают при необходимости селективного определения присоединения с ОЗЗ в электрических сетях сложной конфигурации, при отсутствии на присоединениях кабельной вставки, необходимой для установки трансформатора тока нулевой последовательности, при часто меняющейся первичной схеме защищаемой сети.

При выборе принципов выполнения защиты от ОЗЗ приходится считаться с реальной возможностью полной или почти полной компенсации емкостного тока сети при каком-то режиме сети и возникновения ОЗЗ. Потому токовые защиты от ОЗЗ, реагирующие на ток промышленной частоты 50Гц, принципиально не могут использоваться для сетей, работающих с резонансно-заземленной нейтралью. Наибольшее распространение в таких случаях получили устройства защиты, реагирующие

на гармонические составляющие тока ОЗЗ. Большинство из этих устройств используют высшие гармонические составляющие тока нулевой последовательности в ОЗЗ. На рисунке 55 приведено распределение токов при ОЗЗ в сети с полной компенсацией емкостного тока.

Ток ДГР  $\bar{I}_L$  протекает только в месте ОЗЗ и в поврежденной линии. Поэтому при внешнем ОЗЗ (т.К<sub>32</sub>), ток  $3\bar{I}_{01}$  в неповрежденной линии Л1, как и в сети с изолированной нейтралью равен (формула 68):

$$3\bar{I}_{01} = \bar{I}_{1B} + \bar{I}_{1C} = \bar{I}_{C1} \quad (68)$$

Ток в месте повреждения при ОЗЗ в любой точке сети равен (формула 69):

$$\bar{I}_{C1}^1 = 3I_{031} = -(I_{1B} + I_{1C} + I_{2B} + I_{2C} + I_{3KC}) - \bar{I}_L = -I_{C\Sigma} - \bar{I}_L \quad (69)$$

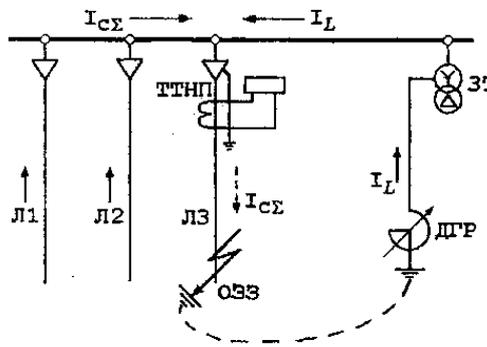


Рисунок 55 - Распределение токов при ОЗЗ в сети с полной компенсацией емкостного тока.

Распределение токов при ОЗЗ в сети с компенсированной нейтралью показано на рисунке 55. Контур протекания тока ДГР  $\bar{I}_L$  при внутреннем и внешнем ОЗЗ аналогичен контуру протекания тока  $\bar{I}_R$ .

При резонансной (оптимальной) настройке индуктивное сопротивление ДГР равно емкостному сопротивлению сети по отношению к земле (формула 70):

$$X_L = \omega L = X_{C\Sigma} = 1 / \omega C_\Sigma \quad (70)$$

При этом индуктивный ток ДГР  $\bar{I}_L = -\bar{I}_{C\Sigma}$  и ток в месте повреждения равен нулю.

На рисунке 56 приведены векторные диаграммы токов и напряжений при ОЗЗ.

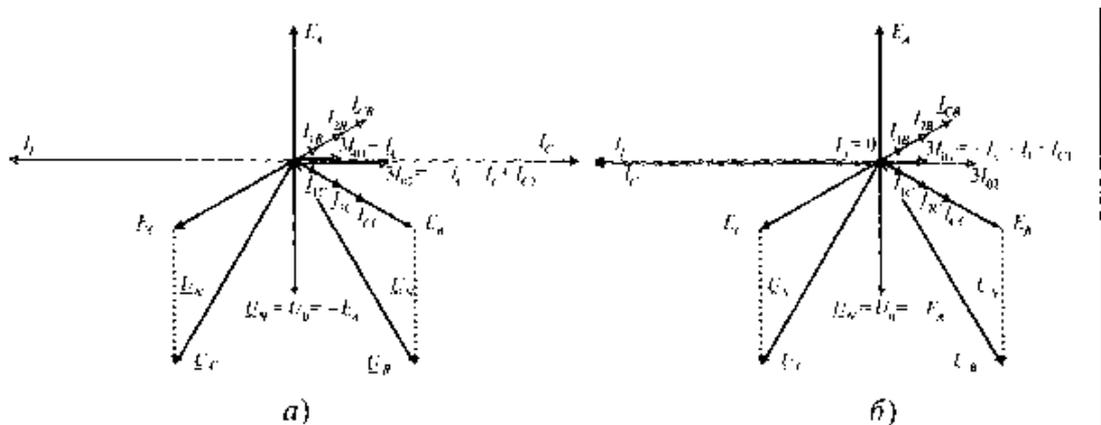


Рисунок 56 - Векторные диаграммы токов и напряжений при внешнем (а) и внутреннем (б) ОЗЗ с резонансным заземлением нейтрали.

При внутреннем (т.К<sub>31</sub>) ОЗЗ ток в поврежденной нейтрали линии Л<sub>1</sub> соответственно равен (формула 71):

$$\begin{aligned} 3\bar{I}_{01} &= -(\bar{I}_{1B} + \bar{I}_{1C} + \bar{I}_{2B} + \bar{I}_{2C} + \bar{I}_{3KB} + \bar{I}_{3KC}) + \bar{I}_{1B} + \bar{I}_{1C} - \bar{I}_L = \\ &= -I_{C\Sigma} + \bar{I}_{C1} - \bar{I}_L = \bar{I}_{C1} \end{aligned} \quad (71)$$

При резонансной настройке ДГР токи  $3\bar{I}_{01}$  как при внешнем, так и при внутреннем ОЗЗ равны собственному емкостному току  $\bar{I}_{C1}$  защищаемой линии, то есть одинаковы по значению и по фазе.

Соотношение значений токов  $3\bar{I}_0$  в присоединениях защищаемого объекта (то есть способы относительного и абсолютного замера полных токов  $3\bar{I}_0$ ), а так же фазные соотношения полных токов  $3\bar{I}_0$  и напряжения  $3\bar{U}_0$  (то есть способы абсолютного и относительного замера направления полной или реактивной мощности нулевой последовательности в присоединениях защищаемого объекта) в сети с резонансной настройкой компенсации в общем случае не могут быть использованы для выполнения селективной сигнализации или защиты от ОЗЗ.

Компенсированные сети обычно должны работать с резонансной настройкой или, с учетом возможного в эксплуатации уменьшения значения  $I_{C\Sigma}$  с небольшой перекомпенсацией ( $I_L > I_{C\Sigma}$  и результирующим индуктивным током  $\bar{I}_3^1$ ). В режиме перекомпенсации направления (фазы) токов в поврежденной и неповрежденных линиях также одинаковы, поэтому для действия направленных защит в компенсированной сети можно использовать только активный ток, который не превышает нескольких процентов от  $I_{C\Sigma}$ . Поэтому токовая направленная защита в компенсированной сети должна обладать высокой чувствительностью по углу, а фильтры тока и напряжения нулевой последовательности иметь малые угловые погрешности.

Кроме активной составляющей, остаточный ток  $\bar{I}_3^1$  содержит также

нечетные высшие гармоники, не компенсируемые ДГР. Так как индуктивное сопротивление ДГР для высших гармоник значительно больше емкостного сопротивления сети на землю  $X_{C\Sigma}$  (при резонансной настройке для 3-й гармоники в 9 раз, для 5-й гармоники в 25 раз и т.д.), то по отношению к высшим гармоникам электрическую сеть с заземлением нейтрали через ДГР можно рассматривать с достаточной точностью как сеть с изолированной нейтралью. Поэтому для каждой из высших гармоник тока  $3\bar{I}_0$  и напряжения  $3\bar{U}_0$  при внешних и при внутренних ОЗЗ выполняются соотношения, аналогичные соотношениям емкостных составляющих в сети с изолированной нейтралью. Например, для линии  $L_1$  (рисунок 56) при внешнем ОЗЗ (т.  $K_{32}$ ) (формула 72):

$$3\bar{I}_{0v1} = 3\omega C_{01}\bar{U}_{0v} = \bar{I}_{Cv1} \quad (72)$$

и при внутреннем (т.  $K_{31}$ ) (формула 73):

$$3\bar{I}_{0v1} = 3\omega(C_{0\Sigma} - C_{01})\bar{U}_{0v} = \bar{I}_{Cv\Sigma} + \bar{I}_{Cv1} \quad (73)$$

Из выражений (72) и (73) следует, что в компенсированной сети селективную сигнализацию или защиту от ОЗЗ можно выполнить с использованием способов абсолютного и относительного замера направления реактивной мощности высших гармоник в присоединениях защищаемого объекта.

При резонансной настройке ДГР принцип построения ненаправленной защиты не может быть применен. Невозможно обеспечить селективную (избирательную) работу этого типа защиты в сетях с параллельно работающими присоединениями 6(10)кВ и в сетях со сложной конфигурацией.

Для определения линии с ОЗЗ в компенсированных сетях используется принцип «наложения» на обычную сеть постороннего переменного тока с частотой отличной от промышленной, например, 25 Гц.

Для этого необходимо подключить в каком-либо месте сети специальную установку, постоянно генерирующую ток выбранной частоты. При устойчивых ОЗЗ этот ток в основном проходит по поврежденному присоединению и воспринимается защитой данного присоединения.

На рисунке 57 приведена схема выполнения защиты с использованием «наложенного тока».

В качестве источника контрольного тока используется электромагнитный параметрический делитель частоты. Выходная обмотка делителя включается последовательно с первичной обмоткой ДГР.

Использование этого метода позволяет обеспечить работоспособность РЗА и при дуговых прерывистых замыканиях за счет наличия в спектре переходного тока  $3\bar{I}_0$  низкочастотных гармоник и частотой менее 50 Гц. Недостатком устройства является влияние на устойчивость функционирования защиты погрешностей ТНП, возрастающих при уменьшении частоты, трудности подключения источника вспомогательного напряжения при использовании в сети нескольких ДГР, установленных на разных объектах, сложности отстройки от естественных гармоник при внешних дуговых перемежающихся ОЗЗ, при которых спектр тока зависит от параметров сети, положения точки ОЗЗ в сети.

Устройство защиты и сигнализации ОЗЗ, основанное на использовании электрических величин переходного процесса имеет следующие преимущества:

- возможность фиксации всех разновидностей ОЗЗ;
- независимость от режима работы нейтрали;
- большая чувствительность к замыканиям через переходное сопротивление, обусловленное тем, что в начальной стадии замыкания на землю переходное сопротивление определяется практически только сопротивлением дуги;
- большие значения амплитуд переходных токов, упрощающие отстройку от токов небаланса фильтров тока нулевой последовательности и обеспечения высокой помехоустойчивости и чувствительности защит;
- определение знака мгновенной мощности в начальной стадии переходного процесса.

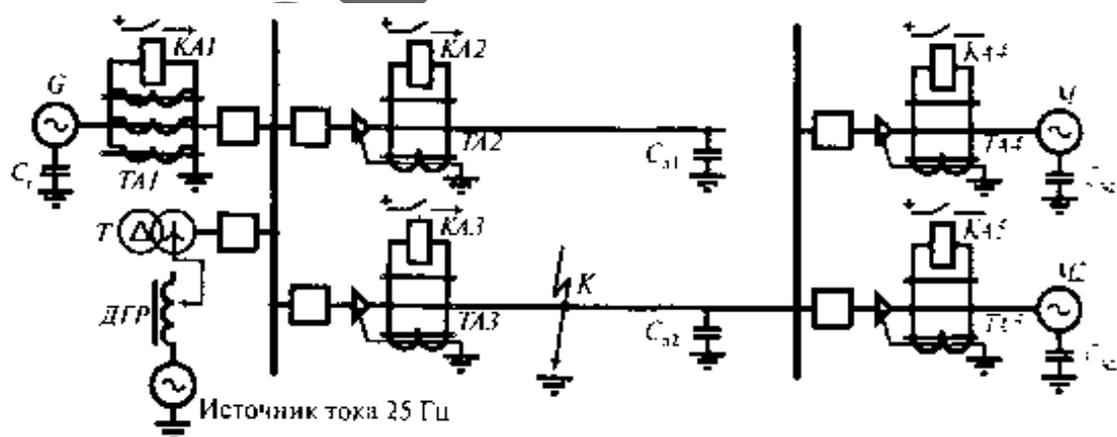


Рисунок 57 - Включение источника контрольного тока и токовых защит от ОЗЗ, реагирующих на «наложенный» ток с частотой 25 Гц, в сети генераторного напряжения

Направленные импульсные защиты от ОЗЗ, основанные на использовании начальных фазных соотношений электрических величин переходного процесса, позволяют применять их в сетях любой конфигурации, обеспечивают нечувствительность к различию характеристик трансформаторов тока НП, исключают необходимость в выборе параметров срабатывания.

Наиболее эффективное и универсальное решение в части защит от ОЗЗ с действием на отключение для компенсированных сетей 6-10 кВ может быть получено на основе следующих принципов:

- направленность в переходных и установившихся режимах ОЗЗ;
- селективность и высокая устойчивость функционирования при всех разновидностях ОЗЗ, включая дуговые прерывистые и дуговые перемежающиеся замыкания;
- непрерывность действия при устойчивых ОЗЗ;
- возможность фиксации кратковременных самоустраняющихся пробоев изоляции.

## 12 Сети 6-35 кВ с резистивным заземлением нейтрали

Выбор способа заземления нейтрали в сетях 6-35 кВ решается по-разному. Этот факт сам по себе говорит о том, что ни один из известных способов не имеет абсолютного преимущества перед другим. Каждый из них имеет свои достоинства и недостатки, и необходимо решать, какие из них в данном конкретном случае являются более важными.

Целесообразность компенсации емкостных токов ОЗЗ путем применения ДГР, доказано в целом ряде научных работ. При этом ставилась цель – уменьшить объем повреждения оборудования при протекании тока ОЗЗ, сохранить в работе поврежденный элемент, повысить уровень безопасности. На первом этапе развития сетей, это решение, безусловно, сыграло свою положительную роль. Вместе с тем есть и отрицательный опыт, то есть стали проявляться недостатки использования ДГР.

Главный вопрос о том, насколько уже поврежденный при ОЗЗ элемент целесообразности сохранять в дальнейшей работе. Очевидно, что вероятность повторных пробоев такого элемента выше, что всегда приводит к появлению перенапряжений в сети и угрозе повреждения другого электрооборудования. Поэтому в каждой ситуации этот вопрос необходимо решать индивидуально.

В тех случаях, когда сеть разветвленная, труднодоступные для ремонта (например, кабельная сеть в городских условиях) отсутствует автоматическое резервирование поврежденного присоединения. При этом известно заранее, что ток повреждения весьма невелик (при постоянной автоматической подстройке ДГР), когда немедленное отключение повреждения целесообразно. Ради сохранения электроснабжения потребителей, поврежденное, но сохранившее свои изоляционные свойства присоединение, можно временно сохранить в работе. Если сеть сравнительно короткая, хорошо доступна, в этих случаях более предпочтительным является селективное отключение поврежденного при ОЗЗ элемента действием релейной защиты.

Отключение поврежденного элемента и его своевременный ремонт повышает надежность работы всей сети с электроснабжением потребителей. При отключении поврежденного присоединения обеспечивается устройствами АВР, АПВ, внедрением самозапуска ответственных электродвигателей. АВР при ОЗЗ на питающем присоединении можно выполнять быстродействующим БАПВ, при котором потребитель

практически не почувствует перерыва в питании.

Горение заземляющей дуги в узком канале (кабеле) сопровождается фонтанообразным выбрасыванием проводящих элементов, образовавшимися газами во внешнюю атмосферу.

После обрыва дуги при остывании образовавшегося пузыря давление в нем падает и под действием уплотненной разжиженной мастики (или масла) газовый пузырь начинает заполняться прежде всего мастикой, загрязненной углеродом, окислами металлов и асфальтенами. Диэлектрическая прочность в месте первоначального пробоя резко падает, что создает благоприятные условия для повторного пробоя, после которого процесс гашения дуги протекает тем же порядком, что и при первом.

По мере накопления в месте пробоя после каждого зажигания проводящих элементов (загрязнений), интервалы между повторными зажиганиями сокращаются и дуга постепенно переходит к устойчивому горению, в результате которого может произойти взрыв, если дуга горит в закрытом объеме.

При заплывающих пробоях интервалы времени между повторными зажиганиями в значительной мере зависят от вязкости мастики или масла (кинематической вязкости). Такие пробойи появляются вначале в виде практически незаметных клевков. Однако, при повторениях их длительность увеличивается и в сети могут появляться заметные смещения нейтрали. Последствие перенапряжений заключается в кумулятивном развитии слабых мест, то есть каждое воздействие их подготавливает пробой при последующих случайных перенапряжениях.

Эффективность режима заземления нейтрали принято оценивать отношением числа ОЗЗ, не перешедших в двойное замыкание (ДЗЗ) или междуфазное короткое замыкание (МКЗ), отключаемых релейной защитой, к общему числу ОЗЗ. Эффективность режима заземления нейтрали рассчитывается по формуле 23.

Показатель режима заземления нейтрали можно рассматривать как показатель, характеризующий надежность функционирования электрической сети с ОЗЗ.

В соответствии с многочисленными публикациями и опытом эксплуатации, эффективность режимов заземления нейтрали сети не превышает:

- для сети с изолированной нейтралью – 0,7;
- для сетей с резонансно заземленной нейтралью – 0,8.

Это значит, при резонансно заземленной нейтралью, при резонансной настройке и наложенной автоматике регулирования индуктивности из десяти ОЗЗ, два должны перейти в двухфазные (трехфазные) или междуфазные.

Однако, несмотря на очевидные преимущества резонансного заземления нейтрали, опыт эксплуатации показывает, что наряду с сетями, имеющими достаточно высокий коэффициент эффективности, большое количество компенсированных сетей имеют показатели эффективности сопоставимые или даже худшие, чем сети с изолированной нейтралью.

Основными причинами такого положения в компенсированных сетях является следующее:

- недостаточное техническое совершенство плунжерных ДГР и их автоматики, достаточно высокий уровень зоны нечувствительности, необходимость введения выдержки времени работы при работе автоматики настройки, необходимость блокирования работы автоматики при ОЗЗ;

- несимметрия фазных емкостей в воздушных сетях;
- большие значения остаточного (не скомпенсированного) тока в месте ОЗЗ при больших токах ОЗЗ из-за влияния активной составляющей тока ОЗЗ и величины гармонических, присутствующих в токе ОЗЗ;

- недостаточное техническое совершенство устройств защиты и селективной сигнализации наличия ОЗЗ, приводящих к необходимости увеличения остаточного тока в месте повреждения для обеспечения требуемой надежности, то есть уход от резонансной настройки.

Активная составляющая может составлять до 10% общего тока ОЗЗ. Поэтому при токах 200-300А остаточный ток может быть равен 20-30А и более, что превышает предел по самопогашению дуги.

Большая величина коэффициента успокоения ограничивает область эффективного применения ДГР из-за длительного восстановления напряжения на поврежденной фазе.

В кабельных сетях, по сравнению с воздушными, теряется основное преимущество компенсированных сетей – возможность продолжительной бесперебойной работы сети при ОЗЗ, так как всякое замыкание фазы кабеля на землю, как правило, является результатом повреждения изоляции кабеля, которое должно быть немедленно установлено, а аварийный участок отключен.

Принято различать два варианта заземления нейтрали через резистор:

- высокоомное;
- низкоомное.

При низкоомном заземлении нейтрали через резистор линейное значение тока ОЗЗ в месте повреждения ограничивается двумя условиями:

- обеспечение устойчивости функционирования простых токовых защит нулевой последовательности от ОЗЗ во всех режимах работы сети;
- полное исключение возможности возникновения наиболее опасных дуговых перемежающихся ОЗЗ.

Основные характеристики низкоомного заземления нейтрали приведены в таблице 10.

Основным недостатком низкоомного заземления нейтрали является возможность существенного увеличения числа отключений элементов сети из-за перехода кратковременных самоустраняющихся (при других режимах нейтрали сети) пробоев изоляции в устойчивые повреждения.

Таблица 10 – Характеристика режима низкоомного заземления нейтрали через резистор

Достоинства	Недостатки
1. Практически исключается возможность дальнейшего развития повреждения, например, перехода ОЗЗ в двойное замыкание на землю или междуфазное КЗ (при быстром отключении поврежденного элемента)	1. Дополнительные затраты на заземление нейтрали сети через резистор
2. Простое решение проблемы защиты от ОЗЗ	2. Невозможность работы сети с ОЗЗ
3. Полностью исключается возможность возникновения дуговых прерывистых ОЗЗ (при достаточном для их подавления значения накладываемого активного тока)	3. Увеличение числа отключений оборудования и линий из-за переходов кратковременных самоустраняющихся (при дуговых режимах заземления нейтрали) пробоев изоляции в полные (завершенные) пробои
4. Уменьшается длительность воздействия на изоляцию элементов сети перенапряжений на неповрежденных фазах в переходных режимах ОЗЗ	4. Возможность увеличения в некоторых случаях объема повреждения оборудования (из-за увеличения тока ОЗЗ)
5. Исключается возможность возникновения феррорезонансных процессов в сети	5. Возможность возникновения дуговых прерывистых ОЗЗ при недостаточно больших значениях накладываемого активного тока
6. Уменьшается вероятность поражения людей или животных током ОЗЗ в месте повреждения	6. Возможность вторичных пробоев в точках с ослабленной изоляцией за счет перенапряжений на неповрежденных фазах (при первом пробое изоляции до 2,5 Uф.ном), до отключения защитой поврежденного элемента
	7. Увеличение числа отключений выключателей элементов сети

Главной целью низкоомного резистивного заземления нейтрали сети является быстрое отключение ОЗЗ релейной защитой и максимальный охват обмоток электрических машин (двигателей, генераторов, трансформаторов) защитой от ОЗЗ. При этом также обеспечивается подавление перенапряжений и феррорезонансных явлений.

Низкоомное резистивное заземление нейтрали сети осуществляется с помощью специального трансформатора заземления нейтрали со схемой соединения обмоток  $Y/\Delta$ , согласно рисунка 58,а резистор  $R_N$  включают между нулевой точкой обмотки ВН и контуром заземления.

Сопротивление резистора выбирают наименьшим, исходя из двух условий:

- предотвращение перенапряжений при ОЗЗ (резистор должен создавать ток не менее емкостного тока ОЗЗ);
- ток не менее емкостного тока ОЗЗ.

Заземление нейтрали при обоих вариантах резистивного заземления нейтрали, разряжая емкость сети в промежутке между гашением и зажиганием перемежающейся дуги, способствует снижению дуговых перенапряжений. Это снижение зависит от соотношения активной составляющей тока ОЗЗ и емкостного тока ( $I_A / I_C$ ). Перенапряжения уменьшаются до величин  $2,4U_{\phi}$  и соответствуют первоначальному пику напряжения на поврежденной фазе.

Предельное снижение перенапряжений практически наступает при  $I_A / I_C = 1$ . Дальнейшее увеличение активной составляющей не сказывается на величине перенапряжений, ограничивающей активную составляющую тока ОЗЗ. Заземление нейтрали выбирают таким, при котором ток ОЗЗ превышает максимальный рабочий ток нагрузки.

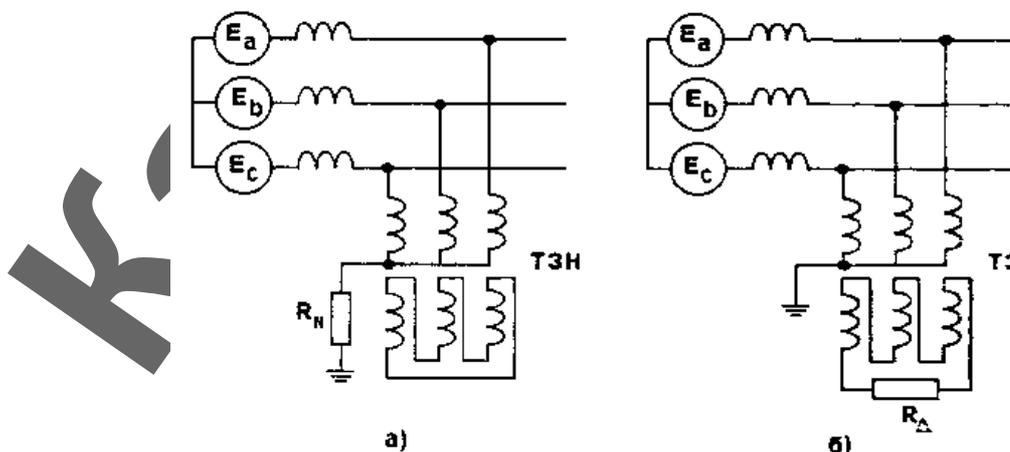


Рисунок 58 - Схемы подключения резистора к нейтрали сети

При низкоомном заземлении нейтрали через резистор минимальное значение тока ОЗЗ в месте повреждения ограничивается двумя условиями:

- обеспечение функционирования простых токовых защит нулевой последовательности, так как при применении этого метода отключается присоединение с «землей» с минимальной выдержкой времени, обеспечивающей селективность;
- полное исключение возможности возникновения наиболее опасных дуговых перемежающихся ОЗЗ;
- возможность работы с неустранимой большой фазной емкостной несимметрией.

В большинстве случаев, при использовании такой системы заземления нейтрали, напряжение, появляющееся на резисторе при ОЗЗ, близко к фазному напряжению сети, а ток через резистор практически равен току в месте повреждения. Это справедливо в сети с ОЗЗ на выводах трансформатора и генератора.

При ОЗЗ в генераторах, трансформаторах, электродвигателях ток ОЗЗ будет меньше. Если замыкание происходит на нейтрали аппарата, то на заземляющем резисторе напряжение не появится. В промежуточных точках обмотки между нейтралью и вводами ток ОЗЗ изменится от нуля до тока при замыкании на выводах. Заземляющие резисторы выбираются по начальному току без учета нагрева.

Заземляющие резисторы и их трансформаторы выбираются исходя из ограниченного времени протекания тока. Временной интервал, приемлемый для таких систем определяется термической стойкостью резистора, но должен быть не более 3с.

При использовании для подключения резистора трансформатора со схемой соединения  $Y_0/\Delta$  -11 или «зиг-заг» без вторичной обмотки номинальный ток трансформатора определяется номинальным током резистора. В этом случае трансформатор рассчитывается на протекание этого тока в течение расчетного времени термической стойкости резистора без повышения его нормируемых параметров.

В зависимости от параметров сети в системах с низкоомным заземлением нейтрали используется резистор, который ограничивает ток в месте повреждения до относительно небольшого значения по сравнению с током междуфазного короткого замыкания 50-100А. Величина этого тока диктуется требованиями релейной защиты. Этот метод можно применять в сети с большими токами ОЗЗ при наличии высокой степени резервирования.

Наибольший эффект этот метод дает в чисто кабельной сети. В воздушной сети с низким уровнем резервирования по сети применение этого метода ограничено, так как отыскание «пробитого» изолятора на железобетонной опоре возможно только под напряжением.

На подстанциях 110 кВ с заземленной через резистор нейтралью в сетях 6-35 кВ условия электробезопасности соблюдаются всегда, так как стекающий в землю ток с нейтрали при ОЗЗ в сети 6-35 кВ всегда значительно меньше тока ОКЗ в сети 110кВ. Глухое заземление нейтрали переводит эти сети по требованиям к величинам сопротивления заземляющего устройства в сети с большими токами ОКЗ, что потребовало бы больших капитальных вложений по реконструкции контура заземления.

Сопротивление резистора для схемы 58(а) вычисляют по формуле 74:

$$R_N \leq U_{ВН} / \sqrt{3}I_C \quad (74)$$

а сопротивление резистора для схемы 58(б) вычисляют по формуле 75:

$$R_B \leq 27U_{ВН} / \sqrt{3}K^2I_C \quad (75)$$

где  $U_{ВН}$  – линейное напряжение стороны высшего напряжения трансформатора, В;

$I_C$  – емкостной ток ОЗЗ, А;

$K$  – коэффициент трансформации трансформатора.

При наличии ТСН со схемой соединения обмоток  $Y_0 / \Delta$  -11 допускается включение резистора в нейтраль трансформатора (обмотки высшего напряжения) при условии проверки термической стойкости ТСН в режиме ОЗЗ по условию 76:

$$I_{Доп} = \sqrt{(1,1I_{НОМ})^2 - \left(\frac{I_P}{3}\right)^2} \quad (76)$$

где  $I_P$  – ток через резистор в режиме ОЗЗ;

$I_{НОМ} = S_{НОМ} / \sqrt{3}U$  – номинальный ток трансформатора;

$S_{НОМ}$  – номинальная мощность трансформатора.

При низкоомном заземлении нейтрали можно выделить следующие схемные варианты (рисунок 59):

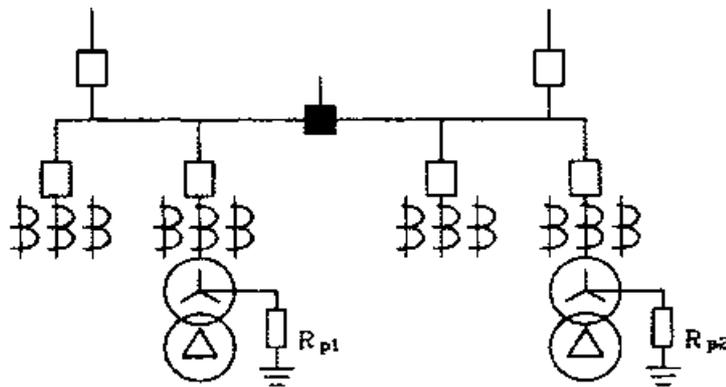


Рисунок 59 - Тупиковая подстанция, не имеющая фидера связи с другими подстанциями

Если от такой подстанции запитаны РП, имеющие выключатели, то целесообразно произвести установку и в РП устройства РЗА на действие селективного отключения участка присоединения с ОЗЗ. Такое мероприятие позволяет уменьшить число отключений при ОЗЗ.

При выходе из строя резисторов либо трансформатора, для подключения резистора режим ОЗЗ, по возможности, должен быть кратковременным (рисунок 60).

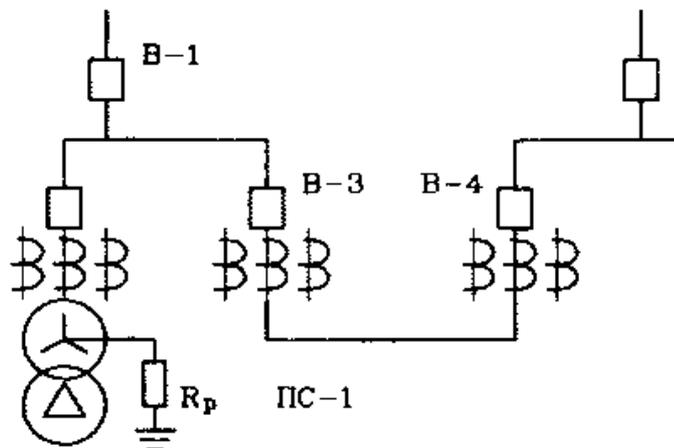


Рисунок 60 - Подстанция с заземленной через резистор нейтралью, имеющая связь с подстанцией без компенсации емкостных токов

При питании ПС-2 от ПС-1 выключатель В-3 должен быть подключен к устройству РЗА от ОЗЗ на отключение выключателя при возможности питания ПС-2 по другим связям. В этом случае при ОЗЗ в сети после выключателя В-3 сеть перейдет в нормальный режим работы (рисунок 61).

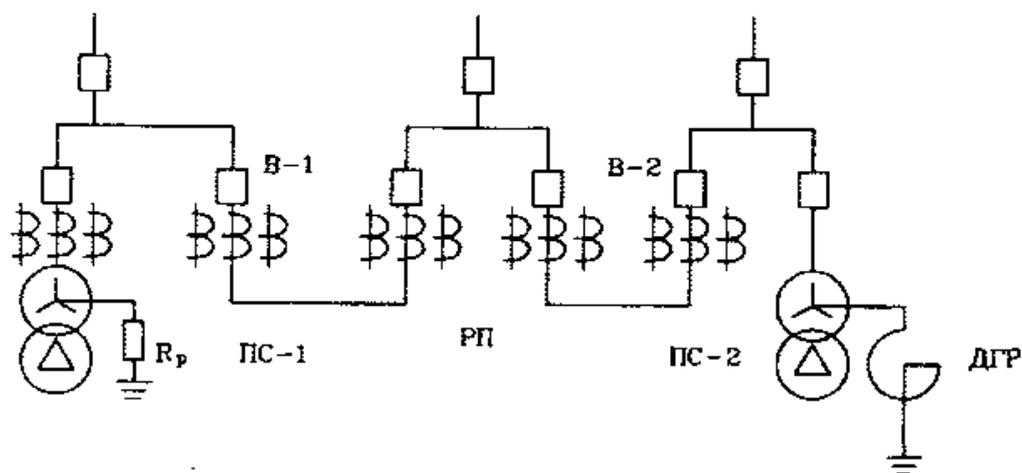


Рисунок 61 - Подстанция с заземленной через резистор нейтралью имеет связь с подстанцией с компенсацией емкостных токов при помощи ДГР.

Режим работы сети по такой схеме кратковременный на период переключения нагрузки. При параллельной работе ПС-1 и ПС-2 в режиме ОЗЗ селективно отключаются выключатели на подстанциях, или распределительном пункте РП. При отсутствии РП с выключателями и появлении ОЗЗ в сети, питающемся от ПС-2, отключается выключатель В-1. В этом случае сеть переходит на работу в нормальном режиме.

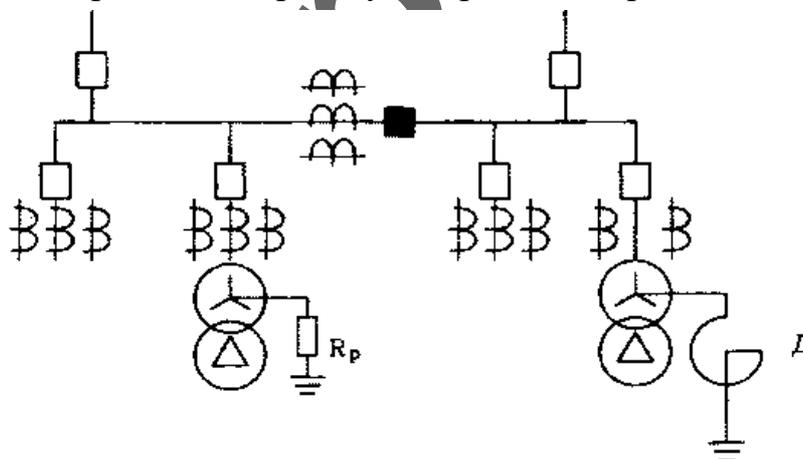


Рисунок 62 - На период реконструкции подстанции допускается работа одной секции с заземлением через резистор, а другой через ДГР.

Главной целью высокоомного заземления нейтрали сети является ограничения дуговых перенапряжений и феррорезонансных явлений при одновременном обеспечении длительной работы сети с ОЗЗ на время поиска и отключения поврежденного присоединения оперативным персоналом.

Снижение напряжения на нейтрали и ограничение перенапряжений при дуговом замыкании на землю достигается за счет уменьшения постоянной времени разряда емкости здоровых фаз во время бестоковой паузы  $t_n$  с

помощью специально подключенного резистора, обеспечивающего уменьшение активного сопротивления цепи протекающего тока нулевой последовательности. Резистор подключается к сети с помощью трансформатора со схемой соединения  $Y_0 / \Delta$ -11 (рисунок 58а) или нейтраль обмотки ВН трансформатора соединяют с землей, а резистор включают во вторичную обмотку трансформатора (рисунок 58б) в разомкнутый треугольник. При этом магнитопровод трансформатора должен быть броневой конструкции. Схема подключения резистора определяется структурой сети и параметрами подключения резистора к нейтрали трансформатора. При этом мощность устройства определяется исходя из необходимости длительной работы в режиме ОЗЗ и обеспечения периодического процесса разряда емкости в течении бестоковой паузы.

Для обеспечения полного разряда емкостей фаз за время  $t_n$ , равное 0,008-0,010с, сопротивление резистора выбирают из условия, чтобы активная составляющая тока замыкания на землю  $I_R$ , была равна или больше емкостной составляющей ОЗЗ:  $I_R \geq I_C$ .

Исходя из этого, сопротивление резистора для схемы вычисляется по формуле 77:

$$R_N = U_{ВН} / \sqrt{3} I_C \quad (77)$$

При увеличении сопротивления резистора по сравнению с вычисленным по формуле 77, напряжение на нейтрали за время бестоковой паузы снижается не до нуля, а до конкретной величины  $\Delta U_N$ , что приводит к увеличению уровня дуговых перенапряжений.

Если принять, что при высокоомном заземлении нейтрали, ток ОЗЗ не должен превышать предельных значений, принятых для сети с изолированной нейтралью, то при  $R = X_{C\Sigma}$  суммарный емкостной ток ОЗЗ должен быть в  $\sqrt{2}$  меньше, чем для сети с изолированной нейтралью. Поэтому применение этого варианта заземления нейтрали целесообразно в сетях с малыми токами ОЗЗ, и, в первую очередь, в собственных нуждах электростанций.

Оптимальное значение сопротивления высокоомного резистора определяется по формуле 78:

$$R = T / 3C = 0,001 / 3 \cdot 3 \cdot C = 1 / 300C \quad (78)$$

где  $T = 0,01/3$  – постоянная времени разряда емкости нулевой последовательности;

$C$  – емкость фазы на землю.

Постоянная времени  $T$  обеспечивает практически полный разряд емкости за половину периода промышленной частоты после очередного погасания перемежающейся дуги.

Величина резистора может быть выбрана меньше тех значений, которые определяются по формуле 78. При этом эффект ограничения перенапряжений остается не меньше, чем при оптимальной величине сопротивления. Однако, появляется возможность целенаправленного регулирования тока ОЗЗ. Это может быть необходимым при малых токах ОЗЗ, когда требуется надежная работа селективных защит.

Запрещается применение высокоомного резистора в сетях с резонансным заземлением нейтрали из-за увеличения коэффициента успокоения и, следовательно, увеличения длительности существования перенапряжений. В России несмотря на законодательные запрещения, этот режим нейтрали по рекомендациям Новосибирского государственного технического университета применяется. На рисунке 63 приведены кривые процесса ОЗЗ.

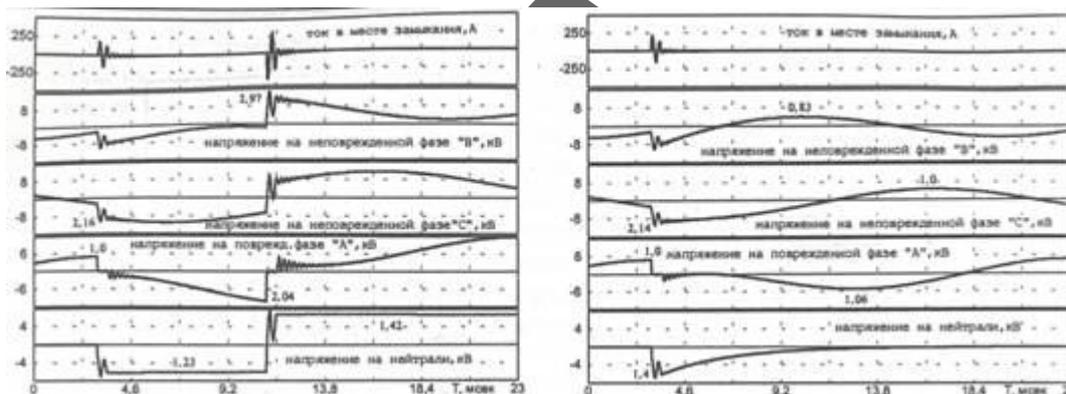


Рисунок 63 - Дуговое замыкание в сети 6 кВ с емкостным током замыкания 5 А: при применении высокоомного резистора (а) и изолированной нейтрали (б).

Из рисунка 63 видно, что первичное замыкание, сопровождающееся перенапряжениями примерно такой же кратности как и при изолированной нейтрали было единственным при  $U_{\text{ДР}} > 1$ , так как при такой величине обеспечивается практически полное стекание заряда нулевой последовательности. Равенство нулю напряжения на нейтрали за время от момента самопогашения дуги до момента возникновения максимального напряжения на поврежденной фазе, которое становится близким к фазному.

Даже если пробивное напряжение ослабленного места станет меньше амплитуды фазного напряжения, и может установиться процесс многократных зажиганий и гашений дуги, кратность дуговых перенапряжений не превысит токовую при первом зажигании, то есть 2,0-2,2.

Важной особенностью применения высокоомного резистивного заземления нейтрали является то, что при снижении емкости сети, постоянная времени стекания заряда нулевой последовательности через резистор уменьшится и, следовательно, стекание заряда будет происходить еще быстрее.

Выбор величины сопротивления резистора по критерию снижения уровня перенапряжений производится по требуемой степени защиты изоляции сети и электрооборудования от перенапряжений, которая определяется допустимым коэффициентом кратности перенапряжений  $K_{\Pi}$ . Этот коэффициент определяется составом оборудования и уровнем изоляции сети. Если такое требование не выносится, то он принимается равным  $K_{\Pi} \leq 2,6$ .

В общем случае  $K_{\Pi}$  определяется необходимой величиной снижения уровня перенапряжений (формула 79):

$$K_{\Pi} = U_{\max} / U_{\phi} = 1-3,4 \quad (79)$$

где  $K_{\Pi} = 3,4$  – максимальный коэффициент кратности дуговых перенапряжений при изолированной нейтрали.

В таблице 11 приведены характеристики режима высокоомного режима заземления нейтрали.

Таблица 11 – Характеристика режима высокоомного заземления нейтрали через резистор

Достоинства	Недостатки
1. Возможность работы сети с ОЗЗ до принятия мер по безаварийному отключению поврежденного элемента (при ограниченных значениях тока замыкания в месте повреждения)	1. Дополнительные затраты на заземление нейтрали сети через резистор
2. Возможность самогашения дуги и самоликвидации части ОЗЗ (при ограниченных значениях тока ОЗЗ в месте повреждения)	2. Увеличение тока в месте повреждения
3. Практически исключается возможность возникновения дуговых перемещающихся ОЗЗ	3. Возможность возникновения прерывистых дуговых ОЗЗ, сопровождающихся перенапряжениями на неповрежденных фазах до 2,5 Ц,ноч
Продолжение таблицы 11	
4. Уменьшение кратности перенапряжений на неповрежденных фазах по сравнению с изолированной нейтралью (до значений 2,5 Ц> ном при первом пробое изоляции или дуговых прерывистых ОЗЗ)	4. Возможность (с учетом п. 3) вторичных пробоев в точках сети с ослабленной изоляцией
5. Безопасность длительного воздействия перенапряжений в переходных режимах ОЗЗ	5. Ограничения на развитие сети по величине

для элементов с нормальной изоляцией	
6. Практически исключается возможность возникновения феррорезонансных процессов в сети	6. Утяжеление условий гашения дуги в месте повреждения по сравнению с сетями, работающими с изолированной нейтралью или с компенсацией емкостного тока ОЗЗ
7. Простое решение проблемы защиты и сигнализации устойчивых ОЗЗ	7. Большая мощность заземляющего резистора (десятки киловатт) и проблемы с обеспечением его термической стойкости при устойчивых ОЗЗ

Для низкоомного резистивного заземления нейтрали  $K_{\Pi} = 1,0-2,2$ , для высокоомного  $K_{\Pi} = 2,2-2,6$ .

Сопротивление резистора по заданной кратности уровня перенапряжений определяется по выражению 80:

$$R_N = X_C ((K_{\Pi} - 1) / (3,4 - K_{\Pi})) \quad (80)$$

Аттестация проектируемых резисторов по критерию снижения перенапряжений производится по величине кратности перенапряжений (формула 81):

$$K_{\Pi} = (2,4R_N) / (R_N + X_C) \quad (81)$$

Термическая стойкость низкоомного резистора оценивается по допустимому кратковременному току  $I_{доп}$  и времени его протекания, которые должны удовлетворять условиям 82,83:

$$I_{доп} \geq I_P \quad (82)$$

$$t_{доп} \geq t_{с рез}, \text{ но не менее } 5с, \quad (83)$$

где  $I_P = U_{N РАБ} / \sqrt{3}R_N$  – ток, протекающий через резистор в режиме ОЗЗ.

Наиболее распространенным способом включения резистора в нейтраль сети является установка специального трансформатора со схемой соединения  $Y_0 / \Delta -11$ , мощность которого выбирается по условию 84:

$$S_T = U^2 / 3K_{ПЕР}R_N, \text{ кВА} \quad (84)$$

где  $K_{ПЕР} = 1-0,4$  – коэффициент перегрузки трансформатора.

При технико-экономическом обосновании целесообразности резистивного заземления нейтрали необходимо исходить из следующих основных факторов:

- изменение технических параметров сетей 6-35 кВ;
- повышение срока службы изоляции;
- дополнительные затраты на заземление нейтрали;
- электробезопасность.

При заземлении нейтрали сети 6-35 кВ через резистор по сравнению с изолированной нейтралью изменяются технические параметры сети:

- увеличивается ток ОЗЗ;
- снижается уровень перенапряжений;
- уменьшается продолжительность воздействия перенапряжения на изоляцию с нескольких часов до нескольких секунд.

При ОЗЗ в условиях резистивного заземления нейтрали снижается вероятность пробоя изоляции на неповрежденных присоединениях. Следует учитывать, что при изолированной нейтрали сетей 6-35 кВ с воздушными линиями доля повреждения изоляции от дуговых ферромагнитных перенапряжений составляет  $\approx 15\%$ , а в кабельных сетях -  $\approx 90\%$ .

Исключение возможности феррорезонансных перенапряжений повышает надежность работы трансформаторов напряжения и снижает не только простой сети из-за повреждений по указанной причине, но и вероятность несрабатывания релейной защиты при повреждениях элементов сети.

Для включения резистора в нейтрали сетей 6-35 кВ необходимы дополнительные капитальные затраты на:

- проектирование перехода сети на режим заземленной через резистор нейтрали;
- приобретение специального трансформатора для включения резистора, самого резистора, трансформаторов тока для нейтрали и всех отходящих линий, реле защиты, блоков питания схем защиты и автоматики;
- монтаж ячейки с трансформатором для включения резистора;
- установку ТТНП;
- монтаж и наладка релейной защиты и автоматики.

Быстрое отключение линии при ОЗЗ снижает степень опасности поражения электрическим током людей и животных, оказавшихся вблизи места ОЗЗ.

В качестве резистора рекомендуется применение резистора фирмы «Болиц» г. Новосибирск типа РЗ. РЗ представляет собой соединенные в электрическую цепь элементы ЭНГФ из материала «ЭКОМ», помещенные в металлический корпус и диэлектрической теплопроводной прокладкой между корпусом и ЭНГФ.

Металлический герметичный корпус снабжен устройством для выравнивания давления внутри тела резистивного элемента. РЗ соединяют последовательно, ориентируют вертикально и закрепляют на раме. Величина

зазора между РЗ определяется номинальным напряжением сети, в которой устанавливается резистор, и теплоотдачей в стационарном режиме.

В материале «ЭКОМ» ток протекает по всему объему материала. Это обеспечивает высокую надежность, так как в отличие от проволочных нагревательных элементов, проводящие цепочки многократно дублируются по всему объему.

Композиционный материал «ЭКОМ» имеет отрицательный температурный коэффициент сопротивления (ТКС). При последовательном соединении элементов отрицательный ТКС позволяет выравнивать выделяемые мощности в различных резистивных элементах.

Резистор серии РЗ конструктивно выполняется из одного или нескольких унифицированных резистивных блоков (рисунок 64).

Описание унифицированного блока. Основание (1) установлено на 4-х опорных стойках (2). На основании установлены опорные изоляторы (3). Закрепленные на изоляторах изоляционные пластины (4) служат опорой для элементов резистора защитного (ЭРЗ) (5). В жестко закрепленных на изоляторах вертикальных стойках (6) установлена регулируемая по высоте изоляционная пластина (7), с помощью которой производится фиксация сверху элементов резистора ЭРЗ.

Конструктивное выполнение резистора в виде набора вертикально ориентированных отдельных пластин создает хороший теплоотвод от пластин в воздух за счет естественной конвекции. Это дает возможность стационарной работы резистора в неполнофазном режиме. В соответствии с правилами эксплуатации электроустановок неполнофазный режим может продолжаться до 6 ч без отключения потребителей и резистора.

Выполнение резистора из набора отдельных пластинчатых элементов дает возможность легко и быстро подобрать необходимое количество составляющих элементов для обеспечения нужного сопротивления и мощности в сетях от 3 до 35 кВ.

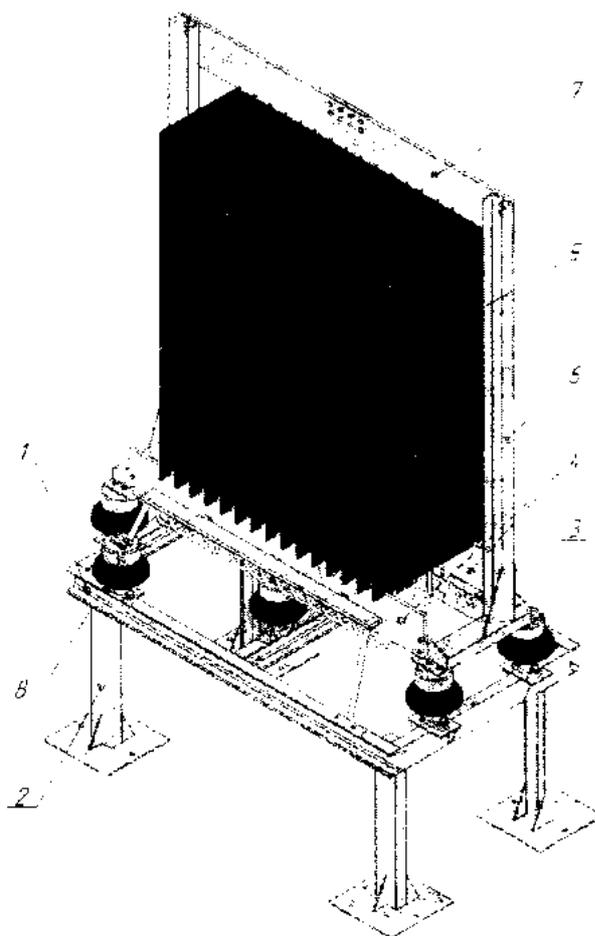


Рисунок 64 - Унифицированный резистивный блок:  
 1-основание; 2-опорные стойки; 3-опорные изоляторы; 4-изоляционные пластины;  
 5- элементы резистора защитного; 6-вертикальные стойки; 7-изоляционные  
 пластины; 8-изолятор для подключения подвода от нейтрали сети.

### 13 Релейная защита сети 6-35 кВ с резистивным заземлением нейтрали

Распределение токов при ОЗЗ в сети с заземлением нейтрали через резистор показано на рисунке 29) (контур протекания тока заземляющего резистора  $\bar{I}_R$  при внутреннем и внешнем ОЗЗ показан штрих-пунктирной линией). На рисунке 29 видно, что ток  $\bar{I}_R$  протекает только в месте ОЗЗ и в поврежденной линии. Поэтому при внешнем ОЗЗ (точка  $K_{32}$ ) ток  $3\bar{I}_{01}$  в неповрежденной линии Л, как и в сети с изолированной нейтралью, определяется выражением 85:

$$3\bar{I}_{01} = \bar{I}_{1B} + \bar{I}_{1C} = j \omega C_{01} (U_B' + U_C') = -j \omega 3C_{01} \bar{E}_A = j 3\omega C_{01} \bar{U}_0 = \bar{I}_{C1}, \quad (85)$$

где  $\omega = 2\pi f = 314 \text{ 1/c}$

$\bar{I}_{C1}$  – собственный емкостной ток линии Л.

Если пренебречь падением напряжения от тока  $\bar{I}_R$  на продольных

сопротивлениях поврежденной линии и источника питания, как и в сети с изолированной нейтралью можно принять, что  $\bar{U}_0 = \bar{U}_N - \bar{E}_A$ . С учетом этого допущения выражение для тока  $\bar{I}_{01}$  при внутреннем ОЗЗ принимает вид (формула 86):

$$3\bar{I}_{01} = j\omega(C_{O2} + C_{OЭК})\bar{E}_A - \bar{U}_N/R = -\bar{I}_{C\Sigma} - \bar{I}_{C1} - \bar{I}_R \quad (86)$$

Ток в месте повреждения при ОЗЗ в любой точке сети при принятом допущении равен (формула 87):

$$\bar{I}_{31}' = 3\bar{I}_{031} = -(\bar{I}_{1B} + \bar{I}_{1C} + \bar{I}_{2B} + \bar{I}_{2C} + \bar{I}_{ЭКВ} \bar{I}_{ЭКС}) \bar{I}_R = -\bar{I}_{C\Sigma} - \bar{I}_R \quad (87)$$

Фазовые соотношения электрических величин при внутреннем и внешнем ОЗЗ для сети с высокоомным заземлением нейтрали ( $R = X_{C\Sigma}$ ) показан на рисунке 65.

Из выражений 85-87 и рисунка 65 можно видеть, что заземление нейтрали через резистор, не изменяя тока  $3\bar{I}_0$  в неповрежденных присоединениях, увеличивает ток нулевой последовательности в поврежденном присоединении, что обеспечивает увеличение устойчивости функционирования токовых защит абсолютного и относительного замера по сравнению с сетями с изолированной нейтралью.

Заземление нейтрали сети через резистор не изменяет так же угол сдвига по фазе между напряжением  $3\bar{U}_0$  и током  $3\bar{I}_0$  в неповрежденных присоединениях  $-\pi/2$ . Угол сдвига по фазе между напряжением  $3\bar{U}_0$  и током  $3\bar{I}_0$  в поврежденном присоединении при высокоомном заземлении нейтрали сети, увеличивается примерно до значения  $3\pi/4$  и за счет этого уменьшается до значения  $3\pi/4$  угол сдвига по фазе между током  $3\bar{I}_0$  в поврежденном и неповрежденном присоединении (в сети с изолированной нейтралью равен примерно  $\pi$ ).

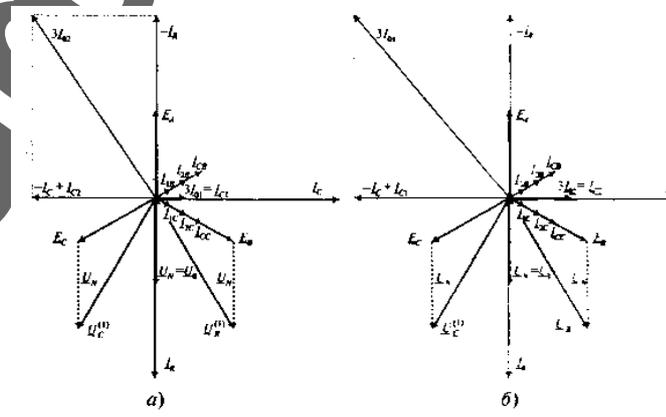


Рисунок 65 – Векторные диаграммы токов и напряжений при внешнем (а) и внутреннем (б) ОЗЗ в сети с высокоомным заземлением нейтрали.

При низкоомном заземлении нейтрали  $I_R > I_{C\Sigma}$  и ток  $3\bar{I}_0$  в поврежденном присоединении, а также  $\bar{I}_3'$  в месте ОЗЗ примерно равны  $I_R$ . Угол сдвига по фазе между напряжением  $\bar{U}_0$  и указанными токами примерно равен  $\pi$ .

Из приведенных соотношений для электрических величин нулевой последовательности и векторных диаграмм можно видеть, что в сетях с высокоомным заземлением нейтрали, в принципе, применимы все способы выполнения защит от ОЗЗ, используемые в сетях с изолированной нейтралью. Увеличение тока  $3\bar{I}_0$  в поврежденном присоединении за счет активной составляющей  $I_R$  обеспечивает повышение чувствительности токовых защит при внутренних ОЗЗ. Токовые направленные защиты в сетях с высокоомным заземлением нейтрали можно выполнять как с контролем реактивной, так и активной мощности. В сетях с низкоомным заземлением нейтрали  $I \approx I_3 \gg I_{ci}$  наиболее простое и достаточно эффективное решение дает использование защит НП (абсолютного замера).

Защита от ОЗЗ в сети организуется на всех присоединениях. Устанавливается максимальная токовая защита нулевой последовательности с действием на отключение присоединений при низкоомном резистивном заземлении нейтрали и с действием на сигнал при высокоомном резистивном заземлении нейтрали.

Селективность защит нулевой последовательности присоединений определяется тем, что активная составляющая тока ОЗЗ протекает только через поврежденное присоединение, в то время как через неповрежденные присоединения протекает только собственный емкостной ток нулевой последовательности, от которого защита должна быть надежно отстроена.

Требования к релейной защите от ОЗЗ:

- должна быть предусмотрена защита самого резистора с действием на отключение секции (ввода) или присоединения резистора (если допускается работа сети в режиме изолированной нейтрали);

- при низкоомном резистивном заземлении нейтрали необходимо использовать простые токовые защиты нулевой последовательности. Применение более сложных защит должно иметь соответствующее обоснование;

- расчет токов для выбора уставок защит от ОЗЗ производится для металлического замыкания;

- коэффициент чувствительности определяется для минимального тока металлического замыкания и должен соответствовать:  $K \geq 1,5$  – для защит

кабельных и воздушных линий:  $K \geq 2$  – для защит электродвигателей.

При необходимости учета переходного сопротивления в месте повреждения:

- для кабельных сетей с резистивным заземлением нейтрали принимается переходное сопротивление (сопротивление дуги) равным 30 Ом;

- для воздушных сетей с резистивным заземлением нейтрали определяется максимальное значение переходного сопротивления при выполнении требования к чувствительности защит.

На практике чаще всего защита от ОЗЗ организуется на базе терминала защиты отходящего присоединения, в котором предусмотрена соответствующая функция и вход для подключения ТТНП. При низкоомном резистивном заземлении нейтрали с активной составляющей порядка 30 А и более, применение ТТНП достаточно простой ненаправленной токовой защиты с независимой времятоковой характеристикой. Обратозависимая времятоковая характеристика используется в случаях, когда необходимо уменьшить время отключения, в частности, вводного и секционного выключателей, которое может быть большим из-за «накапливания» ступеней селективности по мере приближения к источнику питания.

При высокоомном резистивном заземлении нейтрали необходимо использовать направленные токовые защиты. Они позволяют фиксировать ток ОЗЗ от 0,5-0,7 А и выше, который является достаточным для определения устойчивого ОЗЗ, через большое переходное сопротивление.

Защиты на присоединениях, питающих РП, рекомендуется выполнять направленными. При обрыве провода ВЛ в месте ОЗЗ может возникнуть переходное сопротивление порядка нескольких кОм.

При питании ответственных потребителей распространена схема питания по двум параллельным кабелям, включаемым на одну секцию в РП потребителя. Выключатели кабельных линий при этом нормально включены.

При замыкании на землю на одной из кабельных линий полный ток замыкания на землю распределяется между поврежденной и неповрежденной кабельными линиями обратно пропорционально их сопротивлениям до точки повреждения. С учетом отмеченного, усложняется организация селективных защит от замыканий на землю таких присоединений. При этом со стороны потребителя необходимо применение направленных защит при любых соотношениях между токами от ветви заземляющего резистора и емкостными токами сети. Со стороны источника питания также

рекомендуется применение направленных защит от замыканий на землю. Однако, при небольших емкостных токах сети можно ограничиться применением ненаправленных защит. Кроме того, со стороны источника питания выполняется резервная защита от замыканий на землю, реагирующая на сумму токов трансформаторов тока двух параллельных линий. Также для защиты двух параллельных линий может быть использована поперечная дифференциальная токовая защита.

Может возникнуть ситуация, когда на кабельной линии, выполненной однофазными кабелями большого сечения или с расщеплением фаз, невозможно установить ТТНП. В таком случае приходится использовать ФТНП, собранный на трех фазных трансформаторах тока (рисунки 68,69).

В таком случае требуется отстройка не только от собственного емкостного тока присоединения, но и от тока небаланса ФТНП.

Номинал резистора целесообразно выбирать исходя из условия, чтобы активный ток ОЗЗ не превышал максимальный нагрузочный ток самого мощного присоединения.

Однако из-за высоких значений токов междуфазных КЗ такая защита может не удовлетворять требованиям чувствительности. В таком случае целесообразно вводить выдержку времени большую на ступень селективности выдержки времени защиты от междуфазных КЗ и отстраивать защиту от небаланса, вызванного максимальным нагрузочным током.

Наиболее распространенной является схема подключения реле тока к трансформатору тока нулевой последовательности (ТТНП), как показано на рисунке 66:

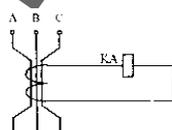


Рисунок 66 – Схема подключения тока к ТТНП

Обязательным условием правильной работы защиты нулевой последовательности является пропускание заземляющего шлейфа экрана и оболочки кабеля через ТТНП, как показано на рисунке 67:



Рисунок 67 – Схема заземления экрана и оболочки кабеля.

Достоинствами данной схемы являются простота, низкая стоимость и высокая чувствительность; недостатками - необходимость выполнения

кабельных вставок на отходящих ВЛ и ограничения по внутреннему диаметру ТТНП.

В большинстве случаев в сетях 35 кВ, а также в сетях 6-10 кВ при невозможности установки ТТНП допускается подключение реле тока к трехтрансформаторному фильтру тока нулевой последовательности, выполненному на трехфазных трансформаторах тока (рисунок 68) или при включении реле тока в нулевой провод трехрелейной схемы соединения трансформаторов тока, т.е. по четырехрелейной схеме (рисунок 69).

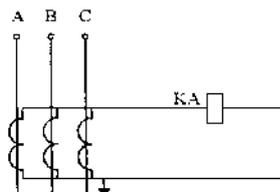


Рисунок 68 – Схема подключения реле тока через фильтр нулевой последовательности, выполненный на трехфазных трансформаторах тока.

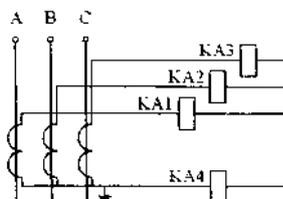


Рисунок 69 – Схема подключения реле тока по четырехрелейной схеме.

Достоинствами этих схем являются простота и низкая стоимость (при подключении реле как на рисунке 69), недостатком - низкая чувствительность из-за больших значений небаланса фильтра. Недопустимо использование трансформаторов тока нулевой последовательности (кабельных или ферритовых) типа ТЗР, которые при дуговом замыкании на землю трансформируют составляющую промышленной частоты значительно хуже, чем литые ТТ нулевой последовательности (ТЗЛМ), что может вызвать загромождение защиты и ее отказ.

Напряжения и токи нулевой последовательности при этом значительно уменьшаются, причем степень снижения этих рабочих сигналов зависит от величины переходного сопротивления и основных характеристик сети (емкость относительно земли, параметры резистора). При больших переходных сопротивлениях рабочие сигналы защиты от ОЗЗ становятся соизмеримыми с небалансами, существующими в сети, от которых защита должна быть отстроена. Значения этих небалансов ограничивают минимальный ток и напряжение срабатывания защиты.

Для защиты ВЛ 6-35 кВ с высокоомным переходным сопротивлением

при обрыве провода целесообразно использовать комбинацию защит, работающих на разных принципах:

- направленная токовая защита нулевой последовательности в пределах в своей чувствительности реагирует на ОЗЗ;

- токовая защита обратной последовательности отключает ВЛ при обрыве провода.

Для расчета уставок направленных защит необходимо оценивать численные значения небалансов тока и напряжения, которые могут присутствовать в защите при отсутствии на защищаемом присоединении ОЗЗ и способны привести к срабатыванию чувствительных видов защит.

При расчете уставок необходимо учитывать следующие небалансы:

- небаланс измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- небаланс, вызванный явлением феррорезонанса;
- небаланс, вызванный влиянием параллельных линий;
- небаланс, вызванный влиянием сетей смежных напряжений через силовые трансформаторы;
- небаланс токов и напряжений, вызванные несимметрией фазных напряжений сети, имеющих в нормальном режиме;
- небаланс, вызванный несимметрией фазных ЭДС источника питания;
- небаланс, вызванный несимметрией фазных нагрузок.

Наиболее частым видом повреждений в сетях 6-35 кВ являются однофазные замыкания на землю - ОЗЗ (75-90% от общего числа электрических повреждений). Они нередко приводят к крупным авариям, сопровождающимся значительными ущербами.

Замыкание фазы на землю в сетях такого напряжения могут привести к следующим неприятным последствиям.

В сети появляются перенапряжения порядка 2,4 - 3,5 кратных по сравнению с фазным, что может привести к пробое изоляции неповреждённых фаз и переходу ОЗЗ в «двухместное или двойное замыканий на землю по своим характеристикам близкое к двухфазным коротких замыканиям (КЗ). Риск возникновения таких двойных замыканий заметно вырос в последнее время в связи со старением изоляции электрических машин и аппаратов многих энергетических объектов и отсутствием средств на их модернизацию и замену.

Возможны явления феррорезонанса, от которых в рассматриваемых сетях чаще всего выходят из строя трансформаторы напряжения. Иногда повреждаются и слабо нагруженные силовые трансформаторы, работающие в

режиме, близком к холостому ходу.

На воздушных ЛЭП ОЗЗ часто происходит при обрыве провода и падению его на землю. При этом возникает опасность поражения людей и животных электрическим током. Особенно велика такая опасность, если ЛЭП проходит по густонаселённым районам, например, по городу. Такие случаи известны на Российском Севере.

Пробои изоляции статорной обмотки двигателей на металлы статора часто происходят через дугу и могут привести к значительным повреждениям не только самой обмотки, но и железа статора (вызвать «пожар железа»). «Пережог» изоляции приводит к появлению опасных витковых или междуфазных коротких замыканий. Вторичные» пробоя изоляции, возникающие после появления в сети 3-10 кВ ОЗЗ происходят именно на двигателях поскольку качество их изоляции обычно уступает качеству изоляции ЛЭП и другого оборудования.

Двигатели часто отключаются защитами от междуфазных КЗ. Если учесть, что большинство этих КЗ возникают как последствия ОЗЗ, становится очевидным, что, установив в сети эффективную защиту от ОЗЗ, можно резко сократить количество КЗ на двигателях и сопутствующий им ущерб.

Перекрытие фазной изоляции на арматуру железобетонной опоры, если ЛЭП долго не отключается, может привести к разрушению бетона опоры в месте его соприкосновения с землёй. В результате опора теряет свою прочность и «ложится» на землю.

В результате длительного протекания тока ОЗЗ грунт возле опоры высыхает, растёт его сопротивление, в результате чего увеличивается опасность поражения людей шаговым напряжением или напряжением прикосновения.

Если ОЗЗ длительно не отключается, существенно повышается вероятность возникновения пожаров, например в ячейках КРУ, из-за возникновения высокотемпературной дуги в месте ОЗЗ.

При дуговых замыканиях на воздушных ЛЭП наводятся значительные помехи в расположенных поблизости линиях связи (например, телефонной) и т.д.

Если в дополнение к сказанному отметить, что качественные селективные защиты от ОЗЗ по ряду причин на энергетических предприятиях отсутствуют, и в сетях поиск повреждённого присоединения при ОЗЗ часто ведётся «дедовским» методом - поочерёдным отключением присоединений и затягивается на несколько часов.

Несмотря на десятилетия эксплуатации защит от ОЗЗ, до сих пор отсутствует, например, методика расчёта уставок и проверки чувствительности направленных токовых защит от ОЗЗ. Нет даже качественной информации относительно видов и величин некоторых составляющих небаланса, которые могут оказать существенное влияние на выбор уставок таких защит. В результате из-за неправильного выбора уставок эффективность чувствительных защит от ОЗЗ дополнительно снижается.

Как правило, даже зная уставку реле, невозможно точно рассчитать ток срабатывания защиты от ОЗЗ, установленной на кабельных линиях, особенно при наличии «пучков кабелей». На практике приходится уточнять ток срабатывания путём натуральных испытаний. Известны случаи неправильной работы защиты от ОЗЗ на «пучках» кабелей, вызванные, например, нарушением контактных соединений по концам кабеля или неправильной схемой включения питающихся от такого «пучка» потребителей. Действующие сегодня рекомендации по выбору схем включения трансформаторов тока на отдельных кабелях, входящих в «пучок» устарели, их необходимо пересмотреть.

В Новосибирском государственном техническом университете и ООО «ПНИ БОЛИД» выполнена разработка нового устройства защиты от ОЗЗ на «пучках» кабелей, способного предупредить персонал о том, что сопротивление контактного соединения кабеля опасно возросло. Это позволяет своевременно провести ревизию и восстановление исправности контактных соединений и исключить отказы в функционировании защиты по этой причине. Разработанное устройство может использоваться не только в сетях с резистивным заземлением нейтрали, но и в сетях с изолированной и компенсированной нейтралью. В отличие от серийно выпускаемых реле разработанное устройство способно правильно работать при наличии на кабеле прерывистой или перемежающейся дуги, что характерно для отечественных кабелей с бумаго-масляной изоляцией.

В настоящее время есть трудности с выбором уставок и проверкой чувствительности токовых защит нулевой последовательности на воздушных линиях электропередачи. В качестве источников тока нулевой последовательности здесь часто приходится использовать трёх-трансформаторные фильтры, небаланс на выходе которых может быть весьма большим, что вызывает необходимость выбора большого тока срабатывания. А при ОЗЗ на воздушных ЛЭП с падением провода на землю, в месте замыкания могут возникать большие, порядка 5-7 кОм и более переходные

сопротивления, что приводит к значительному уменьшению токов и напряжения нулевой последовательности и снижает чувствительность защиты повреждённого присоединения.

Принципиально новые возможности появляются при заземлении нейтрали через резистор.

Устойчивым признаком повреждённого присоединения в резистивно-заземлённой сети в соответствии с рисунком 70 является протекание по нему активного тока заземляющего резистора. По неповреждённым линиям протекают преимущественно реактивные токи (собственный ёмкостный ток присоединения и ток утечки по изоляции).

Ниже описаны разные способы и средства для выявления пути протекания этого тока. Во многих случаях это позволяет эффективно решить задачу селективной защиты от ОЗЗ, однако использование дугогасящих реакторов может существенно осложнить ситуацию, и в некоторых случаях, возможно, придётся для выявления повреждённого присоединения использовать другие признаки.

Введение резистивного заземления нейтрали сети снижает уровень перенапряжений, исключает явления феррорезонанса и даёт хорошие предпосылки для построения эффективной релейной защиты от ОЗЗ. Эта защита может действовать на отключение повреждённой линии или на сигнал, если такое неожиданное отключение невозможно или нежелательно.

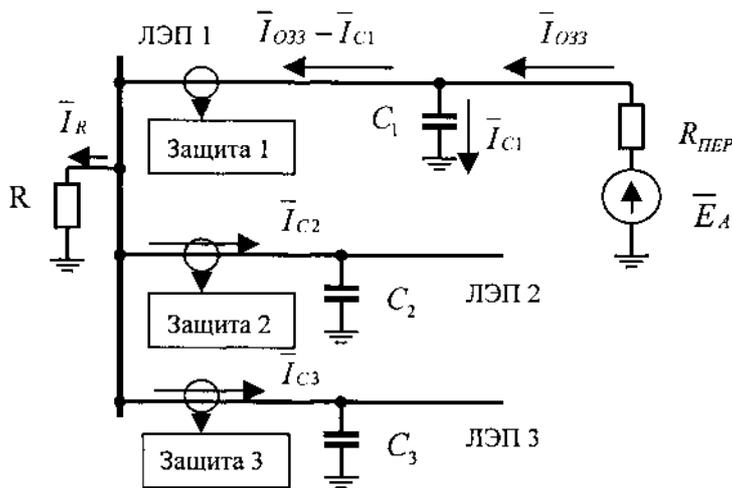


Рисунок 70 - Распределение токов в сети с резистивным заземлением нейтрали

Эффективная защита от ОЗЗ позволяет снизить опасное влияние на аппаратуру сетей 6-35 кВ тех воздействий, которые возникают при ОЗЗ. Это, в свою очередь, повысит надёжность работы двигателей, кабелей и других

элементов сети и позволит продлить срок их эксплуатации. Повышается также безопасность для людей и животных, которые могут оказаться в зоне падения провода воздушной ЛЭП.

В настоящее время применяются следующие основные разновидности защит от ОЗЗ.

1. Защиты, измеряющие напряжение нулевой последовательности.
2. Ненаправленные защиты, регистрирующие составляющую промышленной частоты тока нулевой последовательности.
3. Направленные защиты, реагирующие на составляющие промышленной частоты тока и напряжения нулевой последовательности.
4. Защиты, фиксирующие «наложенный» ток с частотой, отличной от промышленной.
5. Защиты, реагирующие на высокочастотные составляющие в токе нулевой последовательности, возникающие естественным путём.
6. Защиты, реагирующие на составляющие тока и напряжения нулевой последовательности в переходном процессе ОЗЗ.

С определёнными ограничениями перечисленные защиты могут применяться также и при резистивном заземлении нейтрали, однако, при этом имеется ряд особенностей, которые необходимо учитывать.

Защиты, измеряющие напряжение нулевой последовательности могут действовать на отключение линии с ОЗЗ в том случае, если от сборных шин подстанции отходит только одна линия. Такие объекты иногда встречаются.

По сравнению с ненаправленными токовыми и другими защитами рассматриваемый вариант обладает существенными преимуществами - в напряжении нулевой последовательности содержится гораздо меньше высокочастотных составляющих и защита по напряжению нулевой последовательности лучше ведёт себя, например, при ОЗЗ, сопровождающихся перемежающимися и прерывистыми дугами. Ей не мешает наличие в сети дугогасящего реактора. Однако при наличии нескольких присоединений к сборным шинам такая защита может быть использована только в качестве неселективной сигнализации, т.е. сигнализировать появление в сети ОЗЗ без указания повреждённого присоединения. Именно в таком качестве она и используется в подавляющем большинстве случаев.

В некоторых случаях необходимую эффективность можно обеспечить с помощью ненаправленных токовых защит нулевой последовательности.

В первую очередь это относится к резистивно-заземлённым сетям и

установкам с малыми ёмкостными токами. Если, например, речь идёт о защите кабельной сети собственных нужд электростанции, в которой установлен заземляющий резистор, а в месте ОЗЗ протекает активный ток резистора порядка 35-40 А и ёмкостные токи отдельных присоединений не превышают нескольких ампер, то здесь успешно могут быть использованы многие из известных ненаправленных токовых устройств защиты.

Второй подобный случай - это внутрицеховые сети на предприятиях, где может быть установлен дугогасящий реактор, но имеется большое количество присоединений с малым ёмкостным током. Выполнить эффективную селективную защиту без заземляющего резистора в таком случае сложно. Установив же такой резистор с током 10-15 ампер, получаем возможность на большинстве присоединений установить простую токовую защиту нулевой последовательности.

Гораздо более широкая область применения по сравнению с ненаправленными токовыми защитами у направленных токовых защит, реагирующих на основные гармонические составляющие токов и напряжения нулевой последовательности. Эти защиты отстроены от собственных ёмкостных токов защищаемых присоединений по направлению, поэтому их токи срабатывания обычно можно принять гораздо более низкими, чем у ненаправленных токовых защит. В результате направленные токовые защиты удаётся выполнить более чувствительными и эффективными.

Название «направленные защиты» относится к широкому классу устройств. Здесь защиты, реагирующие на величину тока нулевой последовательности и направление мощности, защиты, рабочей величиной которых является проекция тока нулевой последовательности на некий «характеристический угол», определяющий середину зоны срабатывания. Сюда относятся дистанционные защиты и устройства, реагирующие на отдельные составляющие или полную проводимость цепей нулевой последовательности. Разрабатываются также устройства, реагирующие на интеграл произведения мгновенных значений основных гармонических составляющих тока и напряжения нулевой последовательности и некоторые функции этих величин. Отдельным и очень важным вопросом, который требует особого внимания, является выбор уставок и проверки чувствительности таких защит, который в настоящее время далёк от своего окончательного решения. Официально принятой методики выбора уставок таких защит в настоящее время не существует. Проектанты вынуждены, как правило, предлагать потребителям следующий вариант поведения. Вначале

на выбранных устройствах защиты устанавливаются минимальные уставки. Если в процессе эксплуатации защита работает неправильно, уставки закручиваются до тех пор, пока неправильные действия не прекратятся. Такие рекомендации существенно усложняют эксплуатацию защит и снижают их эффективность. Изначально предполагается, что на первом этапе эксплуатации защита будет часто срабатывать неправильно.

Большинство разработчиков и изготовителей направленных токовых защит от ОЗЗ в рекламных материалах указывают максимально возможную чувствительность своих устройств как реально пригодную к использованию на практике. Речь часто идёт о том, что предлагаемые устройства способны чувствовать первичные токи ОЗЗ порядка 0,2-0,3 ампера. Такие данные только вводят в заблуждение проектантов и заказчиков защитных устройств, поскольку не учитывают реальных условий эксплуатации. Дело в том, что в реальной сети постоянно присутствуют разного рода небалансы, т.е. в неповреждённой сети имеются такие сигналы, которые воспринимаются защитами как признак возникновения ОЗЗ. Эти небалансы могут появляться на короткое или продолжительное время и в определённых пределах изменяться по величине. Сеть как живёт и дышит. Если не учесть этих особенностей, то обеспечить высокую эффективность защиты не удастся.

Ранее уже отмечалось, что существенные сложности возникают в защите от ОЗЗ воздушных линий электропередачи. При обрыве провода такой ЛЭП в месте ОЗЗ иногда возникают переходные сопротивления порядка нескольких кОм. Напряжения и токи нулевой последовательности при этом сильно уменьшаются, причём степень снижения этих рабочих сигналов зависит от величины переходного сопротивления и основных характеристик сети (ёмкость относительно земли, параметры заземляющих резисторов и т.д.). При больших переходных сопротивлениях рабочие сигналы защиты от ОЗЗ становятся соизмеримыми с небалансами, существующими в сети, и от которых защита должна быть отстроена. Значения этих небалансов ограничивают минимальные ток и напряжение срабатывания защиты. Отсюда ясно, что невозможно выполнить направленную токовую защиту от ОЗЗ, которая правильно работала бы во всех без исключения случаях, например, при падении провода на сухой снег зимой или сухой песок или скальный грунт летом и т.д. В то же время в ряде случаев оставлять лежащий на земле и находящийся под напряжением провод невозможно по условиям электробезопасности.

## 14 Ограничение токов однофазных коротких замыканий в электрических сетях 110-220 кВ энергосистем

Работа электрических систем напряжением 110 кВ и выше может предусматривать как с глухозаземленной, так и с эффективнозаземленной нейтралью. Электрические сети напряжением 220 кВ и выше должны работать только с глухозаземленной нейтралью.

Глухим заземлением называют такой способ заземления, при котором нейтраль обмотки трансформатора присоединена к заземляющему устройству металлически или через малое сопротивление (например, через трансформаторы тока).

Эффективным заземлением нейтрали - называют такую сеть, в которой нейтрали большей части силовых элементов (трансформаторов, генераторов) заземлены. В данном режиме повышение напряжения по отношению к земле на неповреждённых фазах при однофазных замыканиях на землю в установившемся режиме не превышает 0,8 линейного напряжения и коэффициент замыкания на землю не превышает 1,4.

Коэффициентом замыкания на землю в трёхфазной электрической сети называется отношение разности потенциалов между неповреждённой фазой и землёй в точке замыкания на землю другой или двух других фаз к разности потенциалов между фазой и землёй в этой точке до замыкания. Для сети с глухозаземленной нейтралью  $K_3 = 1,384 < 1,4$ .

Эффективное или глухое заземление нейтрали применяется во всех электроустановках напряжением 110 кВ и выше, и это объясняется большими технико-экономическими преимуществами такого способа именно для установок высокого напряжения. Внутренние перенапряжения в таких установках ниже, чем перенапряжения в сетях с изолированной нейтралью (не превышают 2,5) и поэтому стоимость изоляции линий и аппаратов получается значительно ниже, чем при изолированной нейтрали.

Другим преимуществом эффективного заземления нейтрали является возможность обеспечить чёткую быстродействующую защиту однофазных КЗ, которые составляют до 80% всех видов повреждений. Кроме этого в этих сетях более эффективно применение автоматического повторного включения (АПВ).

Количество заземленных нейтралей на станции (подстанции) определяется необходимым значением тока, однофазного КЗ который не должен быть меньше 60% тока трехфазного КЗ в той же точке ( $X_0 \leq 3X_1$ ),

чтобы повышение напряжения при этом на неповрежденных фазах не превышало 0,8 междуфазного напряжения в нормальном режиме работы. Такое значение тока может быть обеспечено при заземлении большей части нейтралей трансформаторов станции (подстанции), число которых должно быть определено специальным расчётом.

При этих расчётах необходимо учитывать обязательность заземления нейтралей автотрансформаторов, трансформаторов 220 кВ, и тяговых трансформаторов установленных на электрических станциях и подстанциях.

Чем больше число заземлённых нейтралей, тем меньше величина внутренних перенапряжений. Поэтому в сетях напряжением 220 кВ и выше применяют глухое заземление всех трансформаторов и автотрансформаторов, а в электропередачах 750 кВ, кроме того, в ряде случаев прибегают к дополнительному ограничению внутренних перенапряжений техническими средствами.

Заземление нейтралей всех без исключения трансформаторов подстанции не практикуется, так как при этом увеличиваются токи однофазных КЗ на землю, чего следует избегать в тех случаях, когда это возможно, как, например, в сетях напряжением 110 кВ. Кроме того, при наличии большого количества подстанций, присоединённых к линиям электропередачи глухими ответвлениями, количество заземлённых нейтралей трансформаторов в сети ограничивается также условиями релейной защиты. Поэтому в сетях 110 кВ заземляют только такое количество нейтралей, которое обеспечивает упомянутую выше эффективность заземления и допустимое напряжение на нейтрали незаземлённых трансформаторов с РПН при однофазных коротких замыканиях.

Однако рассматриваемый режим нейтрали имеет и ряд недостатков. Так при замыкании одной фазы на землю образуется короткозамкнутый контур через землю и нейтраль источника с малым сопротивлением, к которому приложена ЭДС фазы (рисунок 71):

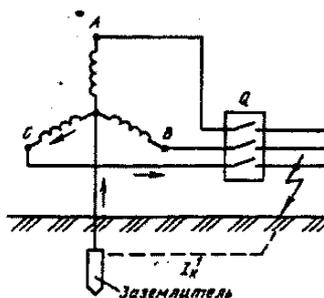


Рисунок 70 – Трёхфазная сеть с эффективнозаземленной нейтралью.

Возникает режим КЗ сопровождающийся протеканием больших токов. Во избежание повреждения оборудования длительное протекание большие токов недопустимо, поэтому КЗ быстро отключается релейной защитой. Правда, значительная часть однофазных повреждений в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше относятся к самоустраняющимся т.е. исчезающим после снятия напряжения. В таких случаях эффективны устройства автоматического повторного, включения (АПВ), которые, действуя после работы устройств релейной защиты, восстанавливают питание потребителей за минимальное время.

Второй недостаток - значительное удорожание выполняемого в распределительных устройствах контура заземления, который должен отвести на землю большие токи КЗ и поэтому представляет собой в данном случае сложное инженерное сооружение.

Для такого контура ТКП-339 допускает максимальную величину сопротивления заземляющего контура - 0,5 Ом, то есть, в 20 раз меньше, чем для систем с малыми токами замыкания на землю, к которым относятся сети 6-10-35 кВ.

Отсюда следует, что число электродов в данном случае должно быть весьма большими и, действительно, в зависимости от свойств грунта составляет от 75 до 200 электродов.

Несмотря на малое сопротивление заземляющего контура, падение напряжения на заземлителе при коротких замыканиях будет велико даже при сопротивлении 0,5 Ом. Например, при  $I_3 = 3000$  А,  $U_3 = 0,5 \cdot 3000 = 1500$  В. При таких условиях безопасность обслуживания может быть обеспечена быстрым автоматическим отключением повреждённой электроустановки, а также уменьшением напряжения прикосновения и шага, применением изолирующей обуви, перчаток, подставок, проектирование заземляющего устройств по напряжению прикосновения.

Третий недостаток - значительный, ток однофазного КЗ, который при большом количестве заземленных нейтралей трансформаторов, а также в сетях с автотрансформаторами может превышать токи трехфазного КЗ. Для уменьшения токов однофазного КЗ применяют, если это возможно и эффективно, частичное разземление нейтралей в сетях 110 кВ. Возможно применение токоограничивающих сопротивлений, включаемых в нейтрали трансформаторов.

В сетях 110-220 кВ с эффективно заземленной нейтралью со значением отношения  $X_0/X_1 = 2-3$  при  $\gamma_0 / \gamma_1 \leq 1$  трёхфазное КЗ приводит к появлению

наибольших токов, а поэтому является наиболее опасным видом аварии. Однако вероятность такого повреждения сравнительно невелика и тем меньше, чем выше напряжение.

Так как благодаря широкому применению автотрансформаторов отношение  $X_0/X_1$  в мощных энергосистемах достигает значений 0,5 - 1,5, то уже в настоящее время нередки случаи, в особенности в сетях сверхвысоких напряжений, когда наиболее частый вид однофазных повреждений одновременно является наиболее тяжёлым, по которому нужно, в частности, производить выбор выключателей и другой аппаратуры, ошиновки, а также определять электродинамическую стойкость отдельных обмоток автотрансформаторов.

Необходимо также отметить, что вследствие того, что автотрансформаторы имеют малые значения напряжения КЗ между сторонами ВН-СН, токи однофазного КЗ в современных энергосистемах при глухом заземлении нейтралей резко возрастают также на стороне среднего напряжения, что приводит к увеличению предельных токов отключения выключателей в этих сетях. Это обстоятельство необходимо тщательно анализировать в конкретных случаях, а результаты учитывать при выборе типа и параметров выключателей.

В соответствии со сказанным следует отметить, что токи однофазного КЗ в перспективе будут расти быстрее, чем токи трёхфазного КЗ. В то же время ограничение токов однофазного КЗ труднее, чем трёхфазного.

В связи с этим высказываются различные предложения. В частности, было предложено отказаться от заземления нейтралей всех блочных повышающих трансформаторов; применять в отдельных случаях кроме ограничительных межсистемных связей трансформаторы с электрически не связанными обмотками вместо автотрансформаторов.

Увеличение токов однофазного КЗ в современных сетях обусловлено общим уменьшением полного сопротивления нулевой последовательности, вызванным помимо обязательного глухого заземления нейтрали автотрансформаторов и непосредственной электрической связи сетей ВН и СН также наличием третичной обмотки. Необходимость последней в настоящее время широко дискутируется в ряде стран. Известно, что третичная обмотка автотрансформатора служит для образования цепи с малым полным сопротивлением для прохождения тока третьей гармоники в намагничивающем токе и исключения искажения синусоидального напряжения за счёт появления третьей и кратной ей гармоник в фазном

напряжении и третьей гармонике тока в линиях электропередачи. Одновременно она используется для подключения питания собственных нужд подстанции и питания нагрузки через линейный трансформатор. Однако благодаря повсеместному резкому увеличению токов однофазного КЗ и их частой вероятности возникновения, естественно, снова подвергается сомнению необходимость во всех случаях третичной обмотки.

Следует подчеркнуть, что для образования пути прохождения токов третьей гармонике третичная обмотка может быть принципиально малой мощности, определяемой только её термической стойкостью (5 - 15% мощности главной обмотки). Однако для обеспечения электродинамической стойкости мощность третичной обмотки ранее принималась равной не менее 33,5% мощности главной обмотки.

Примеры расчётов для автотрансформатора 300 МВА, 200/132 кВ и 1200 МВА, 400/275 кВ показали, что отказ от третичной обмотки существенно снижает значение несимметричных токов КЗ. Таким образом, при возможности отказа от третичной обмотки такие автотрансформаторы могут быть использованы для ограничения однофазных токов КЗ в системе. При отказе от третичных обмоток обязательно глухое заземление нейтралей обмоток ВН и СН. Следует также иметь в виду, что при отсутствии третичной обмотки через нейтраль автотрансформатора и присоединённые к нему линии будут проходить токи третьей гармонией к ближайшему источнику с заземлённой нейтралью или к ближайшему автотрансформатору с третичной обмоткой, оказывая влияние на проходящие вблизи линии связи. Как указано выше, с точки зрения питания потребителей на низшем напряжении необходимость обмотки невелика, однако при отказе от неё подстанция лишается источника для питания собственных нужд и возможности нести нагрузку потребителей на низкой стороне трансформатора.

Поэтому в настоящее время вопрос об отказе от третичной обмотки в каждом случае решается индивидуально. В этом случае снижаются токи однофазного КЗ, а также внутренние перенапряжения в режиме включения автотрансформатора вместе с линией со стороны общей обмотки.

В настоящее время в сетях имеет место работа автотрансформаторов с третичной обмоткой.

Таким образом, в современных энергосистемах возможным путём для уменьшения токов однофазного КЗ является увеличение полного сопротивления нулевой последовательности за счёт:

- отказа от третичной обмотки;
- частичного разземления нейтралей;
- введения дополнительного реактивного сопротивления в цепь нулевой последовательности.

Под системой с эффективно заземлённой нейтралью принято считать систему, в которой  $X_0 / X_1 \leq 3$  и  $r_0 / r_1 \leq 1$  для всех конфигураций сети, где  $r_0$  - активное сопротивление нулевой последовательности.

В системах, где нейтрали всех трансформаторов заземлены наглухо,  $X_0 / X_1 \leq 1$ . В большинстве систем с целью ограничения токов однофазного КЗ часть нейтралей разземляется; в этом случае за счёт влияния реактивного сопротивления линий  $X_0 / X_1 > 1$ . На подстанциях сетей напряжением 110 кВ для исключения повреждений трансформаторов и вентильных разрядников из-за перенапряжений при неполнофазных режимах, а также снижения токов однофазного короткого замыкания и обеспечения надежной работы релейной защиты режим работы нейтралей силовых трансформаторов в сети 110 кВ устанавливается следующий:

1. Должны иметь глухое заземления нейтралей:

1.1 Трансформаторы 110 кВ с устройствами регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) с уровнем изоляции нейтрали 35 кВ (испытательное напряжение нейтрали частоты 50 Гц равно 100 кВ).

1.2 Трансформаторы, имеющие генерирующие источники питания со стороны низкого или среднего напряжения, независимо от класса изоляции нейтрали. Допускается часть нейтралей таких трансформаторов не заземлять, если в ремонтных или в аварийных режимах невозможно их выделение на работы с участком сети, не имеющим трансформаторов с заземлёнными нейтральями, или обеспечивается при замыканиях на землю отключение трансформаторов с изолированной нейтралью до отключения трансформаторов с заземленной нейтралью.

При этом, нейтрали, имеющие неполную изоляцию, должны быть защищены соответствующими разрядниками (ОПН).

2. При подключении к транзитной линии или линии с радиальным питанием трансформаторов с уровнем изоляции нейтрали в соответствии с ГОСТ 1516.3-2000 (испытательное напряжение нейтрали частоты 50 Гц 100 кВ трансформаторов 110 кВ необходимо производить:

2.1. При одном трансформаторе на данной ВЛ - глухое заземление его нейтрали.

2.2. При двух и более трансформаторах на данной ВЛ - глухое

заземление нейтрали двух трансформаторов.

Работа других трансформаторов допускается с изолированной нейтралью при защите её соответствующим разрядником, ОПН.

3. При подключении к транзитной линии или линии с радиальным питанием только трансформаторов с полным классом изоляции нейтрали необходимо производить глухое заземление нейтрали одного трансформатора.

4. При подключении одного или несколько трансформаторов с уровнем изоляции нейтрали в соответствии с ГОСТ 1516.3-2000 к шинам подстанций, имеющих питание от двух и более источников, необходимо глухое заземление нейтрали одного трансформатора из числа подключенных к данной системе шин или секции, работа других трансформаторов этой системы шин или секций допускается с изолированной нейтралью при её защите соответствующим разрядником.

5. Защита нейтрали обмотки 110 и 150 кВ трансформаторов с уровнем изоляции по ГОСТ 1516.3-2000 должна осуществляться вентильным разрядником, ОПН.

РВС - 35 + РВС15 для трансформаторов 110 кВ или 2РВМ35, 2РВС20 или ОПН 110/59.

6. При отключении в ремонт трансформатора с глухозаземленной нейтралью должна заземляться нейтраль на другом трансформаторе, подключённом к данной линии или системе шин. При этом количество трансформаторов с глухозаземлённой нейтралью должно соответствовать требованию пунктов 2, 3, 4.

7. При производстве операций по включению и отключению трансформатора, имеющего неполную изоляцию нейтрали, необходимо, на время операции его нейтраль заземлять.

8. Все вновь вводимые силовые трансформаторы с уровнем изоляции нейтрали в соответствии с ГОСТ 1516.3-2000 должны предусматривать работу, как с изолированной, так и заземленной нейтралью, для чего в его нейтрали должны быть смонтированы ЗОН - 110 и разрядник или ОПН.

Запрещается разземление нейтрали трансформаторов 110 кВ и выше и установка в цепи её заземления коммутационных аппаратов и вентильных разрядников, если изоляция нейтрали рассчитана на работу при глухом заземлении (тяговые трансформаторы и автотрансформаторы).

Вентильные разрядники и ОПН для защиты нейтралей рекомендуется устанавливать непосредственно у трансформаторов.

Суммарная длина провода в обмотках трансформаторов достигает нескольких километров, поэтому при включении обмотки в сеть толчком, в обмотке возникают волновые процессы. На рисунке 72 приведена схема замещения обмотки трансформатора. Благодаря тому, провод обмотки навивается вокруг магнитопровода, появляются дополнительные параметры схемы замещения:

- емкость между соседними витками (продольная емкость);
- взаимная индуктивность каждого витка со всеми остальными витками обмотки.

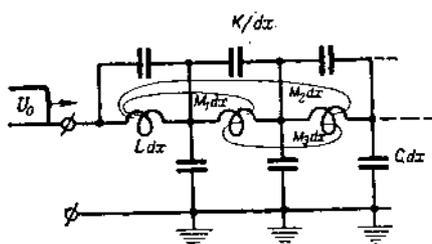


Рисунок 72 - Схема замещения трансформатора при импульсных воздействиях

Распределение напряжения в установившемся режиме зависит от режима нейтрали. В случае заземленной нейтрали в силу однородности обмоток, установившееся распределение напряжения будет определяться наклонной прямой (рисунок 73,а). При изолированной нейтрали в установившемся режиме все обмотка примет одинаковый потенциал относительно земли и представляет собой горизонтальную прямую линию (рисунок 73,б). Из рисунка 72 можно сделать вывод:

- при изолированной нейтрали наибольшее напряжение имеет место на конце обмотки и его величина при бесконечно длинной волне приближается к  $2U_0$ ;
- при заземленной нейтрали наибольшее напряжение не превосходит  $1,2-1,3U_0$ .

Следовательно, в обоих случаях на главную изоляцию может воздействовать напряжение, превышающее напряжение источника. Обмотки трансформаторов 110-220 кВ предназначены для работы в сети с глухозаземленной нейтралью. Изоляция таких трансформаторов выполняется в соответствии с распределением напряжения (рисунок 73,а), то есть конец обмотки выполняется с ослабленной изоляцией.

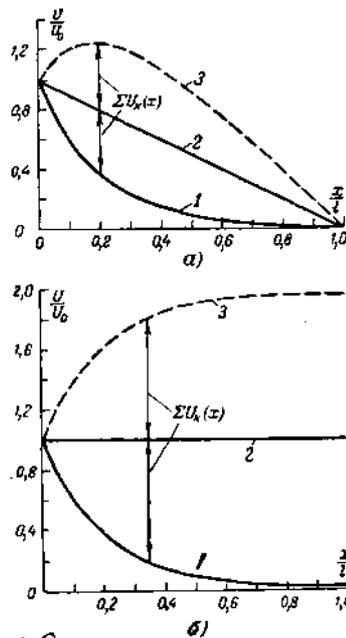


Рисунок 73 - Приближенное определение максимальных потенциалов в обмотке трансформатора с заземленной (а) и изолированной (б) нейтралью.

1 - начальное распределение напряжения; 2 - конечное распределение напряжения; 3 - огибающая максимальных потенциалов.

Часто по условиям селективности отключения однофазных коротких замыканий в сети, часть нейтралей разземляют и тогда распределение напряжения по длине обмотки будет в соответствии с кривой рисунка 73,б. Кроме того, при неполнофазном питании трансформатора на нейтрали трансформаторов в этом случае будет фазное напряжение. Для защиты нейтрали от перенапряжений неполнофазного режима, нейтрали таких трансформаторов защищаются разрядниками или ОПНами, коммутации трансформаторов несмотря на то, что нейтрали трансформаторов защищены, допускается только при заземленной нейтрали, так как при отключении возможно одновременное отключение по фазам, т.е. неполнофазный режим.

Основной целью ограничения токов однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) является приведение их значений в соответствие с допустимыми, указанными в технических условиях и стандартах, а также повышение надежности работы электрооборудования.

Ограничение токов ОЗЗ в электрических сетях 110 кВ должно выполняться при их значениях, больших 30-35 кА, а в сетях 220 кВ - при токах, больших 35-40 кА. Ограничению подлежат также токи сквозных ОЗЗ, протекающих через обмотки автотрансформаторов со средним напряжением до 220 кВ включительно, если их кратность на стороне среднего напряжения превышает 80% допустимой по техническим условиям при питании со

стороны низшего напряжения.

При ограничении токов ОЗЗ следует учитывать следующие основные факторы:

- допустимый уровень напряжения на нейтралях трансформаторов и автотрансформаторов;
- допустимые параметров восстанавливающегося напряжения при отключении ОЗЗ;
- допустимый уровень повышения напряжения промышленной частоты на неповрежденных фазах;
- обеспечение селективности и чувствительности защит;
- надежность электроснабжения потребителей;
- наличие на объекте автотрансформаторов;
- наличие на стороне низшего напряжения трансформаторов на подстанциях, выполненных отпайками от линий, генерирующих источников и электродвигателей большой мощности;
- технико-экономические показатели;
- ограничение по площади на действующем объекте.

Для ограничения токов ОЗЗ рекомендуется применять следующие способы их ограничения:

- деление сети;
- частичное разделение нейтралей трансформаторов;
- заземление нейтралей через реакторы.

Частичное разземление нейтралей трансформаторов 110кВ подстанций, выполненных на отпайках от ВЛ, допустимо при отсутствии на стороне низшего напряжения трансформатора генерирующих источников и электродвигателей большой мощности (более 2000 кВт).

Частичное разземление нейтралей трансформаторов 110-220 кВ в распределительных устройствах электростанций допустимо при отсутствии на них автотрансформаторов связи с сетями других классов напряжения. При этом должны быть приняты меры, исключающие действие релейной защиты и системной автоматики, которые могут привести к выделению участков сети без трансформаторов с заземленными нейтральями; проверено отсутствие существенного возрастания параметров восстанавливающегося напряжения при отключении однофазного КЗ.

Деление сети для ограничения токов ОЗЗ должно выполняться в следующих случаях:

- деление существенно не снижает надежность работы сети, не

увеличивает сквозных токов ОЗЗ через автотрансформаторы;

– ограничение токов ОЗЗ в сочетании с опережающим делением на двух и трехфазные КЗ неэффективно.

Заземление нейтралей трансформаторов 110-220 кВт и автотрансформаторов через реакторы рекомендуется осуществлять в распределительных устройствах электростанций и подстанций с автотрансформаторами, если по условиям надежности частичное разземление нейтралей недопустимо.

При выборе токоограничивающих реакторов необходимо руководствоваться следующим:

– уровень напряжения на нейтрали трансформатора или автотрансформатора при включении в нейтраль реактора в указанных ниже режимах не должен превышать приведенного в таблице 12 с учетом его продолжительности;

– за расчетное время воздействия тока ОЗЗ принимается время действия первых ступеней резервных защит нулевой последовательности;

– реактор, включаемый в нейтраль, должен длительно выдерживать прохождение тока естественной несимметрии, ограничивать ток ОЗЗ до заданного значения, выдерживать действие токов КЗ, а также токов при неполнофазных режимах;

– при включении в нейтраль автотрансформаторов и трансформаторов реакторов должно сохраняться эффективное заземление нейтрали (напряжение на неповрежденных фазах при однофазном КЗ, а также напряжение «фаза- земля» при неполнофазном режиме не должно превышать значения  $1,37U_{ф.н.р.}$

– при включении в нейтраль реактора параллельно реактору должен быть включен ОПН и резисторная установка с сопротивлением  $850 \pm 50$  Ом.

Расчетным режимом для определения значения сопротивления реактора, включаемого в нейтраль трансформаторов со средним напряжением 220 кВ и уровня напряжения на нейтрали является режим трехфазного включения со стороны высокого напряжения на однофазное КЗ на стороне среднего напряжения, со средним напряжением 110 кВ - сохранение эффективного заземления нейтрали при отключении его со стороны среднего напряжения.

Таблица 12 - Уровни допустимых значений напряжения промышленной частоты

Класс напряжения	Вид электрооборудования	Напряжение испытательное (1 мин), кВ	Допустимое напряжение	
			Длительность, с	Значение, кВ
110	Трансформаторы	85	0,1	85
			1,0	75
			3	65
			Длительный	10,5
		100	0,1	100
			1,0	90
			3	75
			Длительный	50
220	Трансформаторы и автотрансформаторы	85	0,1	85
			1,0	75
			3	65
			Длительный	10,5
		200	0,1	160
			1,0	140
			3	135
			Длительный	125
35	Токоограничивающие реакторы (ТРОС-35-Х-Х)	85 (80)*	0,1	-
			1,0	75
			3	65
			20	25
			Длительный	1,0-1,5**

Продолжение таблицы 12

35	Резисторная установка (БРУ-Н)	-	0,1	85
			1,0	75
			3	65
			20	25
			1800	1
			3600	3
			Длительный	1,5

\* - испытательное напряжение (1 мин) внутренней изоляции;

\*\* - допустимое напряжение в зависимости от типа реактора.

Значение сопротивления токоограничивающего реактора (режим после отключения автотрансформатора со средним напряжением 110 кВ) находится из выражения 88:

$$X_P = (3X_{BC1} - X_{CO0})(X_{BO0} - X_{HO0}) - X_{BO0} X_{HO0} / 3(X_{BC1} + X_{CO0} + X_{HO0}) \quad (88)$$

где  $X_{BO0}$ ,  $X_{CO0}$ ,  $X_{HO0}$  - сопротивление схемы нулевой последовательности со стороны соответственно высшего, среднего и низшего напряжения автотрансформатора, представленного нетрадиционной схемой замещения (рисунок 74) с реактором в нейтрале.

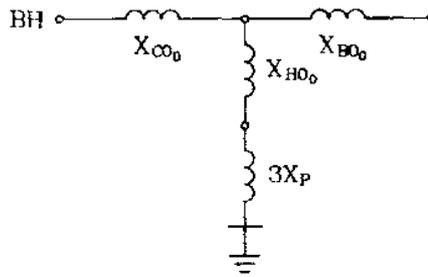


Рисунок 74 - Нетрадиционная схема замещения автотрансформатора с реактором в нейтрале.

$X_{BO0}$ ,  $X_{CO0}$ ,  $X_{HO0}$  - определяются соответственно по формулам 89-91:

$$X_{BO0} = n^2 X_{ВН} + (n + 1)n X_{НН} \quad (89)$$

$$X_{CO0} = - (n - 1) X_{НН} + X_{СН} \quad (90)$$

$$X_{HO0} = n X_{НН} \quad (91)$$

где  $n$  - коэффициент трансформации автотрансформатора (ВН-СН) по формуле (92):

$$n - 1 = (U_{ВН} - U_{СН}) / U_{СН} \quad (92)$$

где  $X_{ВН}$ ,  $X_{СН}$ ,  $X_{НН}$  - результирующее сопротивление схемы прямой последовательности (обратной) со стороны соответственно высшего, среднего и низшего напряжений автотрансформатора, представленного традиционной схемой замещения (рисунок 75), приведенные к напряжению на стороне среднего напряжения, Ом.

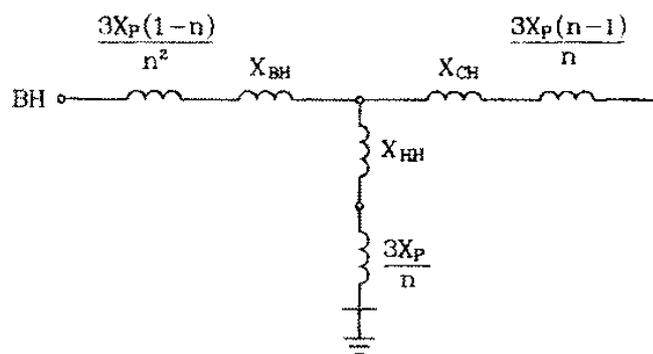


Рисунок 75 - Традиционная схема замещения автотрансформатора с реактором в нейтрале

$$X_{BC1} = X_{ВН1} + X_{СН1} + (X_1 - X_{1ГОСТ}) \quad (93)$$

где  $X_1$  - результирующее сопротивление прямой последовательности сети высшего напряжения, приведенного к стороне среднего напряжения. Ом:

$X_{1 \text{ ГОСТ}}$  - сопротивление прямой последовательности, определенное по нормируемым ГОСТ на автотрансформаторы значениям динамической устойчивости обмоток, приведенные к стороне среднего напряжения, Ом.

Для блочных трансформаторов электростанций сопротивление реактора, включаемого в нейтраль, определяется по формуле 94 и 95.

Для трансформатора 110 кВ:

$$X_P \leq 3,7X_{T1} \quad (94)$$

Для трансформатора 220 кВ:

$$X_P \leq 2X_{T1} \quad (95)$$

где  $X_{T1}$  - сопротивление прямой последовательности блочного трансформатора.

Кафедра "МЭЭ"

## Список использованной литературы

1. ГОСТ 30331.3-95 Электроустановки зданий.
2. М.А. Шабад. Защита от однофазных замыканий на землю в сетях 6-35 кВ. Санкт-Петербург, 2000г.
3. Труды четвертой Всероссийской научно-технической конференции. Режимы заземления нейтрали. Новосибирск, 2006г.
4. А.А. Филатов. Оперативное обслуживание электрических подстанций. Москва, «Энергия», 1980г.
5. СТП 09110.20.187-09. Методические указания по заземлению нейтрали сети 6-35 кВ Белорусской энергосистемы через резистор.
6. Г.А. Евдокунин, А.И. Таджибаева. Защита сетей 6-35 кВ от перенапряжений. Санкт-Петербург, Энергоатомиздат, 2002г.
7. Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. Специальный выпуск №1, 2008г.
8. А.В. Розевич. Техника высоких напряжений. Ленинград, Госэнергоиздат.
9. ТКП-339-2011. Электроустановки на напряжение до 750 кВ. Минск, Минэнерго, 2011г.
10. РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. Санкт-Петербург, Издательство ПЭИПК, 1999г.
11. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. Москва, Энергоатомиздат. 1989г.
12. Р.Н. Корякин. Нормы устройства сетей заземления. Москва, Энергосвет, 2002г.
13. ТКП 336-2011. Молниезащита зданий, сооружений и инженерных коммуникаций.