



**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ  
ПО РАСЧЕТУ И ВЫБОРУ УСТАВОК ЗАЩИТ  
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ 6-35 КВ**

**НОВОСИБИРСК  
2026**

## **Исполнители**

1. Научный руководитель, доцент кафедры ЭлСт НГТУ, к.т.н Глазырин В. Е.
2. доцент кафедры ЭлСт НГТУ, к.т.н Фролова Е. И.
3. главный инженер НПП ЭСТРА Суворов А. А.

## Оглавление

Область применения.....	6
Обозначения и сокращения.....	7
Глава 1. Основные понятия релейной защиты и автоматики.....	10
1.1 Назначение релейной защиты и автоматики.....	10
1.2 Повреждения и ненормальные режимы работы распределительных сетей 6–35 кВ.....	10
1.2.1 Повреждения.....	10
1.2.2 Ненормальные режимы.....	12
1.3 Виды повреждений объектов и функций УРЗ.....	13
1.4 Неэлектрические отказы.....	14
1.5 Основные определения релейной защиты и автоматики.....	15
1.6 О резервировании устройств РЗА.....	16
1.7 Погрешности измерения сигналов по току и напряжению.....	17
1.8 Расчёт ступени селективности по времени.....	23
1.9 Принимаемые коэффициенты возврата.....	25
1.10 О видах защит в блоках МКЗП и структуре методики.....	26
1.11 Распознавание повреждений и ненормальных режимов блоками МКЗП.....	27
Глава 2. Организация защит элементов сети 6–35 кВ с использованием блоков МКЗП.....	31
2.1. Описание функционала блоков МКЗП.....	32
2.2. Организация ввода информации о токах в защищаемом объекте.....	34
2.3. Организация ввода информации о напряжениях на защищаемом объекте.....	35
2.4. Организация входов для дуговой защиты.....	36
2.5. Организация ввода дискретных сигналов.....	36
2.6. Организация вывода дискретных сигналов.....	37
2.7. Организация выходов дешунтирования.....	37
2.8. Организация оперативного питания.....	38
Глава 3. Описание функций блоков серии МКЗП и выбор их параметров срабатывания.....	39
3.1 Допущения при расчёте параметров срабатывания.....	39
3.2 Общая логика расчета токов короткого замыкания.....	41
3.3 Общие сведения по набору защит на присоединениях.....	43
3.4 Описание функций защит.....	44
3.4.1 Принципы согласования МТЗ по току и по времени.....	44
3.4.2 Максимальные токовые защиты МТЗ-1 и МТЗ-2.....	45
3.4.3 Расчет параметров срабатывания токовой защиты МТЗ-1 и МТЗ-2.....	48
3.4.4 Максимальные токовые защиты МТЗ-3 и МТЗ-4.....	52
3.4.5 Расчет параметров срабатывания токовой защиты МТЗ-3 и МТЗ-4.....	54
3.4.6 Защита от однофазных замыканий на землю. Способы выполнения заземления нейтралей в сетях 6–35 кВ.....	64

3.4.7	Принципы выполнения защит от однофазных замыканий на землю.....	66
3.4.8	Функция защиты от однофазных замыканий на землю .....	69
3.4.9	Расчет параметров срабатывания защиты от однофазных замыканий на землю .....	70
3.4.10	Защита минимального напряжения .....	74
3.4.11	Расчет параметров срабатывания защиты минимального напряжения .....	75
3.4.12	Логическая защита шин .....	76
3.4.13	Расчет параметров срабатывания ЛЗШ.....	76
3.4.14	Дуговая защита .....	77
3.4.15	Расчет параметров срабатывания дуговой защиты.....	78
3.4.16	Защита от повышения напряжения.....	78
3.4.17	Расчет параметров защиты от повышения напряжения .....	78
3.4.18	Защита от несимметрии фазных токов.....	79
3.4.19	Расчет параметров срабатывания защиты от несимметрии фазных токов.....	80
3.4.20	Контроль исправности цепей напряжения и напряжения сборных шин .....	80
3.5	Описание функций автоматики .....	83
3.5.1	Автоматический ввод резерва и возврат нормального режима.....	83
3.5.2	Расчет параметров срабатывания АВР и ВНР .....	85
3.5.3	Автоматическое повторное включение.....	86
3.5.4	Расчет параметров срабатывания автоматического повторного включения.....	88
3.5.5	УРОВ .....	88
3.5.6	Расчет параметров срабатывания УРОВ.....	89
Глава 4.	Примеры расчетов уставок.....	90
4.1	Пример №1. Расчет уставок срабатывания защит, установленных в КТП .....	90
4.2	Пример №2. Расчет уставок срабатывания защиты электродвигателя .....	95
4.3	Пример №3. Расчет уставок срабатывания защит линии.....	99
Приложение А.	Формулы для расчета параметров основных элементов схемы замещения распределительной сети .....	105
Список литературы	.....	107

## Область применения

В методических указаниях учтены особенности построения и функционирования микроконтроллерных блоков защиты присоединений серии МКЗП-Микро 2.0 и ЭСТРА-ПС.

При разработке методических указаний учитывалась практика решений, принятых в отечественной электроэнергетике.

В методических указаниях используется комплексный подход к расчёту уставок и даны рекомендации по выбору настроек следующих видов релейной защиты и автоматики распределительных сетей:

- токовых отсечек;
- максимальных токовых защит;
- токовых защит от перегрузки;
- защит от несимметрии и обрыва фаз;
- токовых защит от однофазных замыканий на землю;
- защит минимального напряжения;
- защит от повышения напряжения;
- логической защиты шин;
- устройств резервирования отказов выключателей;
- автоматического включения резерва;
- автоматики повторного включения ЛЭП.

Расчёты выполняются в первичных значениях величин. Для задания расчётных значений уставок в блоки МКЗП первичные значения величин необходимо пересчитать во вторичные. В блоках ЭСТРА-ПС все параметры вводятся в первичных величинах.

Использование методических указаний необходимо проектным и эксплуатирующим организациям для наиболее полной реализации всех возможностей, предоставляемым блоками защит, выпускаемых ООО "НПП ЭСТРА".

## Обозначения и сокращения

В настоящих методических указаниях используются следующие обозначения и сокращения:

АВР	– автоматическое включение резерва;
АПВ	– автоматическое повторное включение;
АСУ	– автоматизированная система управления;
АУВ	– автоматика управления выключателем;
АЦП	– аналого-цифровой преобразователь;
АЧР	– автоматическая частотная разгрузка;
БТН	– бросок тока намагничивания;
ВВ	– высоковольтный выключатель;
ВН	– высшее напряжение трансформатора;
ВЛ	– воздушная линия;
ВНР	– восстановление нормального режима;
ВО	– внешнее отключение;
ВТХ	– времятоковая характеристика;
ДВ	– дискретный вход;
ДГР	– дугогасящий реактор;
ДДЗ	– датчик дуговой защиты;
ДШ	– дешунтирование ЭМ отключения ВВ;
ЗАР	– защита от асинхронного режима;
ЗЗ	– земляная защита (от замыканий на землю);
ЗДЗ	– защита от дуговых замыканий;
ЗМН	– защита минимального напряжения;
ЗМТ	– защита минимального тока;
ЗМЧ	– защита минимальной частоты;
ЗНФ	– защита от несимметрии фазных токов;
ЗПН	– защита от повышения напряжения;
ЗПЧ	– защита от повышения (понижения) частоты;
ИП	– источник питания;
КЗ	– короткое замыкание;
КЦН	– контроль исправности цепей напряжения;
КТП	– комплектная трансформаторная подстанция;
ЛЗШ	– логическая защита шин;

ЛЭП	– линия электропередачи;
МКЗП	– микроконтроллерная защита присоединений;
МТЗ	– максимальная токовая защита;
МУ	– местное управление;
НМ+	– положительное направление мощности (от шин в линию);
НМ–	– отрицательное направление мощности (к шинам от линии);
НН	– низшее напряжение трансформатора;
НТО	– номинальный ток отключения выключателя;
НЦН	– неисправность цепей напряжения;
ОЗЗ	– однофазное замыкание на землю;
ОЛ	– отходящая линия;
ОНМ	– орган направления мощности;
ПК	– персональный компьютер;
ПМР	– пункт местного резервирования;
ПС	– пункт секционирования (реклоузер);
ПТЭ	– Правила технической эксплуатации;
ПУ	– панель управления и индикации;
ПУЭ	– Правила устройства электроустановок;
РВ	– ручное включение;
РЗиА	– релейная защита и автоматика;
РНЛ	– режим работы на линии;
РО	– ручное отключение;
РПВ	– реле положения включено;
РПО	– реле положения отключено;
РПН	– регулирование под напряжением;
СВ	– секционный выключатель;
СП ОТКЛ	– самопроизвольное отключение выключателя;
ТИ	– телеизмерение;
ТН	– трансформатор напряжения;
ТП	– тепловая перегрузка электрического двигателя;
ТС	– телесигнализация;
ТТ	– трансформатор тока;
ТТНП	– трансформатор тока нулевой последовательности;
ТУ	– телеуправление;
ТХС	– токозависимая характеристика срабатывания;

УД	– уровень доступа;
УМТЗ	– ускорение МТЗ;
УРЗ	– устройство релейной защиты;
УРОВ	– устройство резервирования отказа выключателя;
ФТНП	– фильтр токов нулевой последовательности;
ХП	– холодный пуск нагрузки;
ЧАПВ	– частотное АПВ;
ШП	– шинки питания;
ЦН	– цепи напряжения;
ЭМ	– электромагнит;
ЭЭС	– электроэнергетическая система;
U <sub>вв</sub>	– напряжение до вводного выключателя;
U <sub>встр</sub>	– напряжение соседней секции сборных шин;
U <sub>ш</sub>	– напряжение сборных шин.

# **Глава 1. Основные понятия релейной защиты и автоматики**

## **1.1 Назначение релейной защиты и автоматики**

Снабжение потребителей электроэнергией обеспечивается выполнением совокупности необходимых для этого мероприятий. В систему электроснабжения входят такие элементы как: электрические станции, являющиеся источниками питания, узловые и распределительные трансформаторные подстанции, питающие распределительные электрические сети, а также различные вспомогательные устройства и сооружения. От бесперебойной работы системы электроснабжения, которая является ответственной и сложной, зависит надёжная и экономичная работа всех потребителей, подключенных к ней. Для достижения необходимых надёжности и экономичности электроснабжения электрические станции, потребители и сети объединяются в электроэнергетическую систему, обеспечивающую их параллельную работу. Благодаря этому достигается необходимая надёжность электроснабжения, так как при выходе из строя одного элемента ЭЭС её функционирование сохраняется.

Вероятность безотказной работы любого устройства не может быть равна 100 %, поэтому при работе ЭЭС в её элементах неизбежно возникают отказы. Все элементы ЭЭС связаны между собой коммутационной аппаратурой, и для предотвращения развития аварии повреждённый участок должен быть локализован, то есть отделён от остальной (неповреждённой) части ЭЭС. Выявление отказов элементов ЭЭС и их быстрое отключение осуществляется релейной защитой. Помимо функции предотвращения развития аварии устройства релейной защиты должны обеспечивать минимизацию ущерба от повреждения. Для этого они должны соответствовать требованиям селективности и быстродействия. Выполняя быстрое отключение повреждённого элемента, достигается предотвращение развитие повреждения, снижается его тяжесть, а также негативное влияние на остальное оборудование и на режим работы ЭЭС.

## **1.2 Повреждения и ненормальные режимы работы распределительных сетей 6–35 кВ**

### **1.2.1 Повреждения**

Большинство повреждений в распределительных сетях приводят к междуфазным коротким замыканиям или однофазным замыканиям на землю. Основными причинами повреждений являются: нарушения изоляции токоведущих частей, вызванные её старением, перенапряжениями, механическими повреждениями; повреждения проводов и опор ЛЭП, вызванные их неудовлетворительным состоянием, гололёдом, ураганным ветром, "пляской проводов" и другими причинами; ошибки персонала при операциях (отключение разъединителей под нагрузкой или включение их на ошибочно оставленное заземление и другое).

При КЗ в контуре накоротко замкнутой ЭДС источника питания возникает большой ток  $I_{кз}$ . Короткие замыкания в распределительных сетях 6–35 кВ, которые работают с изолированной (или компенсированной) нейтралью, подразделяются на трёхфазные и двухфазные.

Во время существования КЗ, вследствие увеличения тока, возрастают падения напряжения на элементах энергосистемы, что приводит к снижению напряжения во всех точках сети. При металлическом КЗ напряжение между повреждёнными фазами в месте КЗ равно нулю. Сниженное напряжение в любой точке сети можно определить как падение напряжения на участке сети между контролируемой точкой и местом повреждения.

Происходящие при КЗ увеличение тока и снижение напряжения приводят к ряду тяжёлых последствий.

а) Ток КЗ  $I_{кз}$  выделяет на активном сопротивлении цепи  $R$ , по которой он проходит в течение времени  $t$ , теплоту, определяемую по закону Джоуля-Ленца:  $Q = I^2 \cdot R \cdot t$ . В месте повреждения теплота, выделяемая при протекании тока, и электрическая дуга производят большие разрушения, размеры которых тем больше, чем больше ток  $I_{кз}$  и время  $t$ . Протекая по неповреждённому оборудованию, ток КЗ нагревает его выше допустимого предела, что может вызвать повреждение изоляции и токоведущих частей.

б) При протекании больших токов КЗ усиливаются электродинамические взаимодействия между проводниками, сопровождающиеся значительными механическими напряжениями.

в) Понижение напряжения при КЗ нарушает работу потребителей: синхронных и асинхронных электродвигателей, осветительных установок и других электроприёмников.

Наиболее частым повреждением в распределительных сетях 6–35 кВ являются замыкания на землю одной фазы на землю. Замыкание на землю в таких сетях не вызывает КЗ, так как ЭДС повреждённой фазы не шунтируется появившимся соединением с землёй. Возникающий при этом в месте повреждения ток замыкается через ёмкости проводов неповреждённых фаз сети относительно земли и имеет поэтому, как правило, небольшое значение. Междофазные напряжения при этом виде повреждения остаются неизменными. Благодаря этому однофазное замыкание на землю в рассматриваемых сетях не отражается на работе потребителей и не нарушает синхронной работы генераторов. Однако этот вид повреждения приводит к повышению напряжения на неповреждённых фазах во всей сети, что представляет опасность из-за возможности нарушения изоляции относительно земли неповреждённых фаз и перехода ОЗЗ в междофазное КЗ или двойное (а в некоторых случаях и многоместное) замыкание на землю.

## 1.2.2 Ненормальные режимы

1) *Перегрузка оборудования*, вызванная сверхтоком, то есть увеличением тока сверх номинального значения. Номинальным называется максимальное значение тока, допускаемое для данного оборудования в течение неограниченного времени. Если ток, проходящий по оборудованию, превышает номинальное значение, то за счёт выделяемой при этом дополнительной теплоты температура токоведущих частей и изоляции через некоторое время превосходит допустимое значение, что приводит к ускоренному старению изоляции и коррозии контактов токоведущих частей. Время, допустимое для прохождения повышенных токов, зависит от их значения. Характер этой зависимости определяется конструкцией оборудования и типом используемых изоляционных материалов. Причинами сверхтоков могут быть увеличение нагрузки или возникновение КЗ за пределами защищаемого объекта (внешнее КЗ). Для предотвращения повреждения оборудования при его перегрузке необходимо принимать меры к его разгрузке или отключению в пределах допустимого времени.

2) *Снижение напряжения* может приводить к нарушению работы потребителей. При недопустимом снижении напряжения в электрической сети приводит к нарушению надёжной работы ответственных потребителей. Значительное снижение напряжения возможно при близких коротких замыканиях или при значительных перегрузках. В таких режимах необходимо отключение неответственных потребителей, чтобы сохранить питание и запуск ответственных потребителей.

3) *Несимметрия напряжений* возникает при несимметричных режимах работы электрических сетей и представляет опасность для чувствительной к ним нагрузки. Действие защиты должно быть направлено на снижение несимметрии. Если действия на снижение несимметрии оказываются неуспешными, то должно осуществляться отключение присоединений, для которых этот режим представляет опасность.

4) *Повышение напряжения* представляет опасность для некоторых потребителей, например, конденсаторных батарей и трансформаторов.

5) *Снижение тока*, потребляемого нагрузкой, возникает при потере механической нагрузки на валу электродвигателей.

6) *Асинхронный режим* является ненормальным для синхронных двигателей. Режим характеризуется значительными колебаниями параметров режима (напряжений, токов, активной и реактивной мощностей), которые представляют значительную опасность для сохранения нормального режима работы прилегающей сети и для самого двигателя, перешедшего в асинхронный режим работы.

7) *Несимметрия фазных токов* возникает при неполнофазных режимах работы сети. Наибольшую опасность этот режим представляет для электродвигателей, поскольку в этом режиме резко возрастают токи, потребляемые асинхронными электродвигателями, а также у этих электродвигателей существенно уменьшается вращающий момент, что приводит к их затормаживанию, опрокидыванию и полному выходу из строя.

8) *Пульсация токов нагрузки* возникает при возникновении механических неисправностей в агрегате "электродвигатель-механизм". В этом случае может возникать повышенный уровень пульсаций электрических параметров режима, имеющих частоту вращения приводимого механизма нагрузки.

9) *Тепловая перегрузка электродвигателя* возникает при перегрузке приводимого механизма. Хотя причина этого ненормального режима обычно обусловлена некорректной работой приводимого механизма, имеется необходимость защиты приводного электродвигателя.

### **1.3 Виды повреждений объектов и функций УРЗ**

Если элемент ЭЭС постоянно находится в работе, то появление на нём повреждения тут же приводит к отказу. По характеру проявления отказы разделяются на *катастрофические* и *параметрические*. При катастрофических отказах (в электрическом оборудовании это замыкания или обрывы, то есть повреждения, связанные с изменением электрической схемы, связанные с механическим повреждением цепи или электрическим пробоем изоляции) контролируемый параметр режима изменяется скачкообразно. Например, внезапно происходит пробой изоляции и скачком изменяются контролируемые параметры режима защищаемого объекта.

При параметрических отказах контролируемый параметр (например, температура обмотки электродвигателя), непрерывно изменяясь во времени, достигает опасных значений, после чего

защищаемый объект может прекратить выполнение каких-либо заданных функций в необходимом объёме. Параметрические отказы, в отличие от катастрофических, можно выявлять до того, как контролируемый параметр выходит за допустимые пределы и возникает повреждение. Для выявления параметрических отказов могут использоваться интегральные алгоритмы.

Кроме повреждений защищаемого объекта, необходимо также выявлять режимы, в которых на него могут воздействовать токи и напряжения, имеющие характер и величину, отличную от токов и напряжений нормального режима. Такие режимы возникают при отказах защит или основного оборудования на других элементах ЭЭС, и могут негативно сказываться на защищаемом оборудовании (например, повышение напряжения в сети увеличивает вероятность повреждения изоляции её элементов, повышение токов приводит к повышению температуры элементов сети, которое отрицательно влияет на изоляцию и на состояние контактов).

После выявления и отключения повреждённого элемента ЭЭС необходимо восстановить нормальный режим работы ЭЭС. Для этой цели предусматриваются специальные средства автоматики: для восстановления нормированного уровня частоты в системе, то есть восстановления баланса активных мощностей, используются такие функции как АЧР и ЧАПВ, а для восстановления питания потребителей используется АПВ или же АВР совместно ВНР.

#### **1.4 Неэлектрические отказы**

УРЗ должны выявлять любые отказы, возникающие на электрооборудовании, даже если этот отказ произошёл в неэлектрической цепи. Например, при возникновении повышенного уровня пульсаций на валу электродвигателя элементы электродвигателя и приводимого им механизма подвергаются повышенным механическим вибрациям, и при превышении допустимого уровня пульсаций должна срабатывать соответствующая защита. Также катастрофическим отказом, возникающим при повреждении в неэлектрической части защищаемого объекта, является резкий сброс нагрузки на валу электродвигателя, распознавание которого возлагается на специальную защиту.

## 1.5 Основные определения релейной защиты и автоматики

В теории релейной защиты защищаемый объект принято называть *объектом защиты*, а совокупность УРЗ, необходимых для защиты элемента, – *системой защиты*. Действие УРЗ, вызывающее появление выходного сигнала (действующего на отключение защищаемого объекта или на сигнал), называют *срабатыванием защиты*.

Нормальный режим работы ЭЭС, при котором не требуется срабатывания защиты, называют *режимом дежурства* РЗиА. Появление повреждения на каком-либо элементе ЭЭС влияет на работу соседних (неповреждённых) элементов и их устройств РЗиА. Поэтому режим работы, как этих устройств РЗиА, так и РЗиА повреждённого элемента при уже возникшем повреждении в ЭЭС называют *режимом тревоги*. Однако в результате действия всех устройств РЗиА должен быть отключен только повреждённый элемент, такое действие УРЗ называют *селективным действием защиты*.

Для обеспечения селективного действия РЗиА часто приходится предусматривать в алгоритме её функционирования некоторое замедление срабатывания, которое обеспечивается *выдержкой времени*. Поэтому при наличии выдержки времени защита начинает чувствовать повреждение раньше, чем осуществляется срабатывание защиты, то есть в течение выдержки времени она находится в процессе срабатывания. Возникновение этого процесса называют *запуском УРЗ*.

Каждое устройство РЗиА имеет *органы распознавания*, которые реагирует на определённые параметры режима (ток, напряжение, измеряемое сопротивление, мощность), а также положение блок-контактов коммутационной аппаратуры или различные их сочетания, которые получают от защищаемого объекта. При возникновении повреждения на объекте защиты органы распознавания позволяют выявить соответствующие *признаки повреждения*, выявление которых и является задачей органов распознавания. Совокупность работы всех органов определяется *алгоритмом распознавания УРЗ*, который позволяет отличить режим тревоги от режима дежурства, обеспечивая запуск УРЗ. Пороговое (граничное) значение контролируемого параметра, при котором устройство РЗиА запускается, то есть выявляет режим тревоги, называют *параметром срабатывания*, который принято называть *уставкой устройства* РЗиА. Термин "уставка" применяется также по отношению к задаваемой выдержке времени. После отключения повреждённого элемента ЭЭС своей защитой устройство РЗиА остальных её элементов переходят в режим дежурства. Граничное (пороговое) значение контролируемого параметра, при котором защита переходит из режима тревоги в режим дежурства, называется *параметром возврата* соответствующего органа защиты. Отношение параметра возврата к параметру срабатывания устройства РЗиА называется *коэффициентом возврата*. Значение параметра

срабатывания задаётся соответствующей настройкой устройства РЗА, а параметр возврата чаще всего определяется свойствами этого устройство, но иногда он также может быть настраиваемым. Органы РЗА, реагирующие на увеличение контролируемого параметра, называются *органами максимального действия*. Органы РЗА, реагирующие на уменьшение контролируемого параметра, называются *органами минимального действия*.

Повреждения на защищаемом объекте принято называть *внутренними*, а вне его – *внешними*.

Устройства РЗА принципиально могут выполняться *децентрализованными (автономными)* и *централизованными*. Децентрализованные системы релейной защиты используют информацию, получаемую только от защищаемого элемента ЭЭС (участка линии, генератора, трансформатора и т.д.), и действуют на его выключатели. Блоки МКЗП являются децентрализованными устройствами РЗА, так как они предназначены для защиты присоединений, на которых они установлены. Для реализации некоторых видов защит и автоматики может быть реализована связь между децентрализованными блоками.

## 1.6 О резервировании устройств РЗА

При создании систем РЗА стремятся к обеспечению 100 % вероятности безотказной работы, но достижение такой вероятности невозможно. Это связано не только с тем, что невозможно создать абсолютно надёжные устройства РЗА, но и возможностью развития аварий, а также отказов первичного коммутационного оборудования. Поэтому необходимо предусматривать меры для отключения повреждения даже при отказе устройств РЗА повреждённого элемента или его выключателя, то есть предусмотреть соответствующее резервирование. Резервирование может быть *ближним*, то есть резервирование основной защиты данного элемента в случае её отказа или вывода из работы, а также *дальним*, когда производится резервирование защит смежных элементов при отказе их релейной защиты или выключателей.

При дальнем резервировании резервируемые и резервирующие устройства релейной защиты и выключатели находятся на разных подстанциях, и, следовательно, неисправности и неполадки, возникшие на резервируемой подстанции, не могут повлиять на работу резервирующих устройств. Для реализации дальнего резервирования необходимо иметь достаточную чувствительность, что особенно проблематично в сложных сетях с протяжёнными сильно загруженными ЛЭП. Кроме того, для обеспечения селективности резервных защит приходится реализовывать их с большими выдержками времени.

Ближнее резервирование осуществляется разными средствами при отказе релейной защиты или выключателя. Установленные на каждом присоединении основные и резервные защиты

взаимно резервируют друг друга. Для повышения эффективности ближнего резервирования релейной защиты необходимо, чтобы основная и резервная защиты, установленные на одном присоединении, имели независимые друг от друга измерительные и оперативные цепи, а также независимые источники питания. Кроме того, желательно, чтобы основная и резервная защиты имели разные принципы действия, реагировали на разные электрические величины. Такое выполнение основной и резервной защит в наибольшей степени исключает возможность одновременного отказа обеих защит из-за одной общей причины. Для обеспечения этих условий применяется подключение основной и резервной защит к разным ТТ, использование двух ТН, двух аккумуляторных батарей и т.п. Следует отметить, что при использовании МКЗП для защиты присоединений 6–35 кВ такое дублирование практически невозможно.

К системе ближнего резервирования относятся также устройства резервирования при отказе выключателей, которые запускаются УРЗ отказавшего выключателя и действуют на отключение всех выключателей данной подстанции (электростанции), через которые ток КЗ подходит к месту повреждения – элементу с отказавшим выключателем.

### **1.7 Погрешности измерения сигналов по току и напряжению**

Трансформаторы тока повсеместно используются для преобразования контролируемых параметров первичной сети к виду, позволяющему подключать измерительные приборы и устройства РЗА. Они обеспечивают изоляцию приборов от высоких напряжений контролируемой сети и уменьшают подводимый к вторичным устройствам ток до приемлемой величины.

Измерительные трансформаторы тока своей первичной обмоткой включаются последовательно в контролируемую цепь электроустановки, например, в линию электропередачи. Вторичная обмотка ТТ замыкается на измерительные приборы (амперметры, измерители мощности, счётчики) и токовые входы устройств релейной защиты и автоматики.

От исправности и точности работы ТТ зависит не только правильный повседневный учёт электроэнергии, отпускаемой потребителям, но и бесперебойность электроснабжения потребителей и сохранность самой электроустановки, особенно при коротких замыканиях.

Точность ТТ характеризуется их полной погрешностью в передаче значения тока и угловой погрешностью фазы контролируемого тока. Требования к точности различны для ТТ, питающих измерительные приборы, и для ТТ, питающих аппаратуру релейной защиты.

Точная работа ТТ, используемых для релейной защиты, необходима для правильного функционирования большинства видов релейной защиты: максимальных токовых защит и

токовых направленных защит, дистанционных и дифференциальных защит и т.д. В относительно редких случаях применяются защиты, не требующие измерительных ТТ.

В ГОСТ приведены чёткие требования к точности ТТ, применяемых в релейной защите.

*1) Допустимые значения полной и токовой погрешностей.*

Для оценки точности работы ТТ в схемах релейной защиты преимущественно используется полная погрешность, хотя для ряда защит (максимальных токовых, дистанционных и некоторых других) важна токовая погрешность. Это определилось рядом причин, одной из которых явилось стремление к унификации задаваемых характеристик для ТТ с учётом того, что полная погрешность обычно несколько больше токовой и её применение даёт некоторый запас в расчётах, например, допустимых для ТТ нагрузок.

Для многих типов защиты (например, ступенчатой токовой) определённая точность работы необходима в первую очередь при токах КЗ, равных параметрам их срабатывания. Для других защит (например, дифференциальных токовых) это могут быть максимальные значения сверхтоков (КЗ, качаний). Считается достаточным иметь в этих режимах полную погрешность, не превышающую 10 %. Для некоторых защит имеет значение и угловая погрешность. При полной погрешности, равной 10 %, угловая погрешность не превосходит нескольких градусов, что считается приемлемым.

Такой подход к определению требований к достаточно точной работе ТТ не исключает возможности их работы со значительно большими погрешностями. Например, при близких КЗ со значительными кратностями тока магнитопровод ТТ защиты может насыщаться, и полная погрешность будет превышать 10 %. Такие режимы должны учитываться с тем чтобы повышенные погрешности не приводили к отказам измерительных органов защиты, для которых обычно экспериментально устанавливаются максимально допустимые полная или токовая погрешности.

*2) Кратность первичного тока.*

Различают предельную номинальную кратность, при которой гарантируется поставщиком, что полная погрешность при номинальной нагрузке не превосходит 10 %, и просто предельную кратность, отличающуюся от номинальной тем, что она соответствует любой нагрузке. Последняя широко используется на практике для определения максимально допустимых нагрузок на ТТ.

### 3) Зависимость вторичного тока от кратности первичного.

При небольших кратностях вторичный ток примерно пропорционален первичному. При некотором значении кратности вторичный ток оказывается меньшим, чем приведенный первичный на величину токовой погрешности 10 %. Далее скорость нарастания вторичного тока вследствие насыщения магнитопровода начинает резко уменьшаться и вторичный ток, как говорят, достигает максимального возможного значения вторичного тока. Форма кривой вторичного тока при этом оказывается сильно искажённой.

### 4) Работа ТТ в переходных режимах.

Устройства основной релейной защиты от КЗ часто работают без выдержки времени. Собственные времена срабатывания таких защит для быстродействующих исполнений, применяемых в системах сверхвысоких напряжений, обычно не превышают 0,02 с. Выдержки времени вторых ступеней защит с относительной селективностью также бывают весьма небольшими и обычно не превышают нескольких десятых долей секунды. Поэтому при выполнении защит и питающих их токовые цепи ТТ часто оказывается необходимым учитывать возникающие при КЗ, а иногда и при разного рода переключениях не успевшие затухнуть электромагнитные переходные процессы. Они характеризуются наличием в токах, кроме основных гармоник с частотой 50 Гц, аperiodических и затухающих знакопеременных слагающих (не гармоник), характеризующихся условно частотами, большими основной, но часто имеющие слагающие близкие к ней. Необходимо также считаться с переходными процессами, возникающими в самих устройствах защиты. Применительно к работе ТТ, основное внимание уделяется влиянию на их работу аperiodических слагающих. В целях упрощения учитываются только основная гармоника тока и соответствующая ей аperiodическая слагающая. В этих условиях при возникновении КЗ аварийная слагающая тока

$$i_1 = I_{m1} \cdot \cos(\omega \cdot t - \delta) - I_{m1} \cdot \cos \delta \cdot e^{-t/T_1},$$

то есть  $i_1 = i_{1\text{пер}} - i_{1a}$ ,

где  $\delta$  – угол, характеризующий фазу  $I_1$  в момент  $t = 0$ ,

$I_{m1} \cdot \cos \delta$  – начальное значение аperiodической слагающей  $i_{1a}$ ,

$T_1$  – её постоянная времени, определяемая отношением  $L/R$  цепи, в которую включен ТТ.

При  $\delta = 90^\circ$  аperiodическая слагающая  $i_{1a}$  вообще не возникает и ТТ работает в рассматривавшихся ранее установившихся режимах. При  $\delta = 0^\circ$  аperiodическая слагающая

имеет максимальное значение. Рассмотрение режима трансформации вынужденной и апериодической слагающих через ТТ даёт возможность сделать следующие выводы:

1. Через ТТ трансформируется не только периодическая слагающая тока, но и апериодическая слагающая, поскольку она тоже изменяется во времени, однако характер их трансформаций различен. Чем больше постоянная времени апериодической слагающей первичной сети, тем большей оказывается апериодическая составляющая тока намагничивания ТТ. В результате намагничивающие токи ТТ могут во много раз превосходить их значения в установившемся режиме. Особенно плохо апериодическая слагающая трансформируется при многофазных КЗ вблизи шин мощных станций, где постоянные времени максимальны, достигая нескольких десятых долей секунды.

2. В контуре схемы замещения в цепи с током намагничивания появляется дополнительно свободная апериодическая слагающая, поскольку в цепи с индуктивностями ток мгновенно появиться не может. Она затухает с постоянной времени вторичного контура и может иметь значения как большие постоянной времени первичной сети, так и соизмеримые с ним. Это определяет характер изменения во времени результирующего тока намагничивания ТТ. Чем больше постоянные времени первичной и вторичной цепей, тем медленнее затухает переходной процесс. Значительно более сложными являются переходные процессы в ТТ со стальными магнитопроводами, которые при КЗ даже при относительно небольших кратностях тока, содержащего апериодическую слагающую, могут глубоко насыщаться. Существует вероятность существенного влияния остаточного намагничивания магнитопроводов на начальные значения вторичного тока и тока намагничивания.

Для переходных режимов используются примерно те же виды погрешностей, что и для ТТ, работающих в установившихся режимах: полная и токовая. При этом следует учитывать, что большинство типов релейной защиты предназначены для реагирования на периодические слагающие первичного тока, и что эти погрешности различны в разные периоды переходного процесса. Угловые погрешности могут определяться при этом по основным гармоникам тока.

##### *5) Возможные способы улучшения работы ТТ в переходных режимах.*

Для улучшения работы ТТ в переходных режимах, что особенно важно для обеспечения эффективной работы быстродействующих защит, существует ряд решений. Одним из них, относящимся к ТТ, является использование в их магнитопроводах немагнитных зазоров с размерами, достаточными для обеспечения характеристики, линейной в пределах возможных значений токов КЗ с учётом их апериодических слагающих. Применение таких зазоров практически устраняет и значительные остаточные индукции. Использование ТТ с зазором приводит при заданной вторичной нагрузке к увеличению сечения магнитопроводов. Поэтому их

применение эффективно при относительно небольших нагрузках, которые обеспечиваются при использовании защит, построенных на микроэлектронной или микропроцессорной элементной базе. Следует отметить, что применение ТТ с немагнитным зазором в распределительных сетях 6–35 кВ маловероятно. Поэтому в микроконтроллерных блоках серии МКЗП предусматривается получение информации о токах только от ТТ с замкнутыми ферромагнитными сердечниками. В блоках серии ЭСТРА-ПС для измерения токов используются трансформаторы тока без металлического магнитопровода (катушки Роговского), что позволяет измерять токи без насыщения в широких диапазонах.

*Трансформаторы напряжения* повсеместно используются для преобразования контролируемых напряжений первичной сети к виду, позволяющему подключать измерительные устройства и устройства РЗА.

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно на контролируемое напряжение. К вторичной обмотке ТН параллельно подключаются измерительные приборы (вольтметры, измерители мощности, счётчики) и входы напряжения устройств релейной защиты и автоматики.

От исправности и точности работы ТН зависит не только правильный повседневный учёт электроэнергии, отпускаемой потребителям, но и бесперебойность электроснабжения потребителей и сохранность самой электроустановки, особенно при повреждениях сети.

Точность ТН характеризуется их полной погрешностью в передаче значения напряжения и угловой погрешностью в передаче фазы контролируемого напряжения.

Принимается Т-образная расчётная схема замещения ТН с коэффициентом приведения, равным отношению чисел витков вторичной и первичной обмоток. Поскольку число витков первичной обмотки много больше числа витков вторичной обмотки, первичное напряжение ТН в любых режимах работы не зависит от его сопротивления, и он может рассматриваться как идеальный источник напряжения (с бесконечно малым внутренним сопротивлением). При изменении нагрузки вторичное напряжение остаётся практически неизменным. Изменяются только погрешности измерения по напряжению и угловая погрешность, которые должны находиться в допустимых пределах. ТН в отличие от ТТ может иметь несколько вторичных обмоток, расположенных на общем магнитопроводе, и нуждается в защите вторичных цепей от КЗ в них, осуществляемой предохранителями или автоматическими выключателями. При пренебрежении потерями напряжения в ветвях первичной и вторичной обмоток получаем вторичное напряжение, равное приведенному значению первичного. Нагрузки (измерительные органы устройств релейной защиты и измерительные приборы) подключаются к ТН, как и на силовые трансформаторы.

### 1) Точность работы трансформаторов напряжения и отдаваемые ими мощности.

Одним из основных параметров ТН является его номинальный коэффициент трансформации  $k_{U_{ном}} = \frac{U_{1ном}}{U_{2ном}}$ . Для электромагнитных ТН он отличается от отношения  $\frac{w_1}{w_2}$ , так как обычно предусматривается коррекция первичных витков  $w_1 (w_1 > w_2)$  для обеспечения необходимого класса точности. Погрешность по напряжению

$$f_U = \frac{U_1 - U_2}{k_{U_{ном}}} \cdot \frac{U_1}{k_{U_{ном}}} = \frac{U_1 - U_2}{U_1}$$

определяется для ТН наличием потерь напряжения в ветвях первичной и вторичной обмоток и значением витковой компенсации. Угловая погрешность  $\delta$  определяется сдвигом по фазе между вторичным и вторичным напряжениями.

При увеличении нагрузки сверх номинальной (уменьшении её сопротивления) погрешности по напряжению обычно увеличиваются. Поэтому один и тот же ТН может отдавать большие значения мощности, работая в более низком классе точности. Максимальная мощность, которую ТН могут отдавать длительно, работая вне класса точности, определяется условиями нагрева. Напряжения, подводимые к измерительным органам защиты, оказываются меньшими на величину потерь напряжения в соединительных проводах. Поэтому допустимые значения этих потерь нормируются.

Типичными для ТН, используемых для защиты, являются условия работы при КЗ, когда первичное напряжение у места включения ТН могут быть значительно меньше номинального. Погрешности в этих режимах не нормируются. Практически считают, что погрешность по напряжению при пониженных напряжениях не превосходит значений при номинальных напряжениях.

### 2) Работа ТН в переходных режимах.

Аналізу работы ТН в переходных режимах, в отличие от ТТ, уделяется меньшее внимание. Это определяется следующими причинами:

1) значительные апериодические слагающие в первичном напряжении при КЗ появляются значительно реже, чем в первичных токах;

2) ТН практически не трансформируют апериодическую слагающую напряжения, а их влияние на трансформацию основной гармоники невелико;

3) знакопеременные колебательные слагающие (если они значительны) трансформируются ТН, как и ТТ, хорошо, но борьба с их отрицательным влиянием должна осуществляться в измерительных органах защиты.

## 1.8 Расчёт ступени селективности по времени

Задачи выбора уставок защит является по существу многокритериальными, так как при выборе наилучших вариантов приходится учитывать различные предъявляемые к ней требования, среди которых часто имеются и противоречащие друг другу. Однако на практике обычно сводят решение задач к однокритериальным.

При определении уставок, как правило, используется простой для расчётов детерминистический подход, в котором выбор параметров осуществляется, исходя из случаев, считающихся «наихудшими», с учётом элементов вероятностной оценки. Это осуществляется введением условий согласования, выбираемых на основании многолетних статистических данных. В соответствии с этим сформирован подход к выбору выдержек времени защит с относительной селективностью.

При ступенчатых характеристиках выдержек времени защит с относительной селективностью максимальная токовая защита элемента сети должна иметь выдержку времени большую, чем максимальная токовая защита следующего элемента сети, то есть  $t_{\text{МТЗ}}^n > t_{\text{МТЗ}}^{n-1}$ . Выбираемая разность  $t_{\text{МТЗ}}^n - t_{\text{МТЗ}}^{n-1} = \Delta t^n$  называется ступенью селективности по времени. При выборе  $\Delta t$  учитываются следующие требования: она должна быть минимально допустимой для уменьшения выдержек времени защит в системе и быть такой, чтобы повреждение на предыдущем  $(n - 1)$ -м участке отключалось раньше, чем сработает защита последующего участка. Учитывая это, ступень селективности  $\Delta t$  выбирают по выражению:

$$\Delta t^n = t_{\text{в}}^{n-1} + t_{\text{п}}^{n-1} + t_{\text{п}}^n + t_{\text{и}}^n + t_{\text{зап}},$$

где  $t_{\text{в}}^{n-1}$  - время действия выключателя предыдущего  $(n - 1)$ -го участка (время от подачи команды на отключение до разрыва тока КЗ);

$t_{\text{п}}^{n-1}$  - сумма абсолютных значений максимальной положительной погрешности предыдущей защиты, которая затягивает отключение, и максимальной отрицательной погрешности  $t_{\text{п}}^n$  рассматриваемой  $n$ -защиты, которая может привести к преждевременному излишнему её срабатыванию;

$t_{\text{и}}^n$  - время инерционной ошибки рассматриваемой защиты, учитывающее возможность действия органов этой защиты уже после отключения внешнего КЗ;

$t_{\text{зап}}$  - время некоторого запаса.

Время отключения выключателей колеблется в широких пределах: приблизительно от 0,04 до 0,3 с. Максимальные погрешности защит с независимыми характеристиками обычно не превосходят  $\pm(0,05-0,1)$  с, составляя половину гарантируемого изготовителями времени разброса. Инерционные ошибки для этих защит близки к нулю. Поэтому  $\Delta t$  для токовых защит с относительной селективностью не должна превышать 0,2–0,6 с. При использовании менее точных защит, а также защит с зависимыми характеристиками степень селективности иногда достигает 0,8–1,0 с. При определении ступени селективности по времени принимается маловероятное «наихудшее» сочетание погрешностей смежных защит, в особенности, когда считается, что они определяются только разбросом (от установленного времени срабатывания), представляющим собой типичную вероятностную величину.

В общем случае погрешности определяются также работой защит в разных температурных условиях и т.п. Учитывая влияние этих слагающих погрешностей, время инерционной ошибки и время запаса, нормальный закон распределения для максимальной положительной погрешности, можно для получения  $\Delta t$  использовать следующее выражение:

$$\Delta t^n = t_B^{n-1} + \sqrt{(t_{II}^{n-1})^2 + (t_{II}^n)^2} + t_{\text{зап}}.$$

При выборе ступени селективности по времени таким способом обеспечивается работа защит с большой степенью вероятности её отстроенности от внешних КЗ и имеется возможность снижения ступени селективности.

Дальнейшее повышение точности по времени работы органов, уменьшение времени отключения выключателей, а также приведенный прогрессивный вероятностный подход к определению ступени селективности по времени могут существенно влиять на снижение уровня выдержек времени защит с относительной селективностью в системе.

## 1.9 Принимаемые коэффициенты возврата

Важным параметром, характеризующим работу измерительных органов, является их коэффициент возврата, определяемый отношением значения величины возврата к значению величины срабатывания. Для измерительных органов максимального действия коэффициент возврата определяется как отношение контролируемого параметра при возврате измерительного органа к этому же параметру при его срабатывании

$$k_{\text{в}} = \frac{P_{\text{воз}}}{P_{\text{ср}}}$$

Коэффициент возврата для измерительных органов в целях повышения чувствительности защит желательно иметь по возможности близким к единице. Однако отличие коэффициента возврата от единицы обеспечивает удержание измерительного органа в сработавшем состоянии при естественном снижении тока КЗ в сверхпереходном режиме.

Отклонение коэффициента возврата от единицы определяется техническим исполнением измерительного органа.

Высокие значения коэффициента срабатывания могут использоваться в защитах от перегрузки, для которых необходимо обеспечить возврат после прекращения сверхтока внешнего КЗ при протекании максимально возможного тока нагрузки.

Таким образом, для обеспечения требований всех видов защит максимального действия к коэффициенту возврата необходимо, чтобы была возможность его задания в диапазоне 0,9–0,99. Поскольку блоки МКЗП предназначены для реализации сетевых защит, для которых не требуется иметь коэффициент возврата более 0,95, в блоках предусмотрена возможность задания коэффициента возврата в широком диапазоне. При этом реализована возможность его задания с шагом 0,01. Для органов МТЗ-1 и МТЗ-2, которые предназначены в основном для реализации защит, действующих при коротких замыканиях, предусмотрен диапазон регулирования коэффициента возврата 0,5–0,95. Для органов МТЗ-3 и МТЗ-4, которые более приспособлены для защиты от перегрузок, предусмотрен диапазон регулирования коэффициента возврата 0,5–0,99. Для токовых органов земляных защит регулирование коэффициента возврата не предусматривается и задаётся равным 0,95, поскольку при таких повреждениях в переходном режиме снижение тока повреждения отсутствует.

Учитывая основное назначение блоков МКЗП, в них по умолчанию принята заводская установка коэффициента возврата органов максимального действия – 0,95. При необходимости в процессе наладки может выполняться настройка на иные значения коэффициента возврата.

Для измерительных органов минимального действия коэффициент возврата, определяемый как отношение контролируемого параметра при возврате измерительного органа к этому же параметру при его срабатывании

$$k_{\text{в}} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{возв}}}$$

Поскольку изменения напряжения в переходном режиме короткого замыкания незначительны, регулирование коэффициента возврата органов напряжения в МКЗП не предусматривается и для них предусмотрено фиксированное значение 1,05.

### **1.10 О видах защит в блоках МКЗП и структуре методики**

Структура защиты строится исходя из специфики защищаемого объекта, в зависимости от видов повреждений или ненормальных режимов, которые могут быть как внутренними, так и внешними, а также от тяжести последствий для работы остальных элементов ЭЭС при отказе защищаемого оборудования. В Таблице 1.10 перечислены функции защиты и автоматики, которые реализованы в блоках МКЗП (ЭСТРА-ПС) и могут использоваться для распознавания внутренних и внешних повреждений, контроля допустимых параметров питающей сети, реализации автоматики восстановления нормального режима работы и резервирования отказов выключателей.

В Таблице 1.10 приведена структура описания методики расчёта уставок МКЗП. В Главе 4 представлен расчет параметров срабатывания защит, а также приведены примеры определения уставок защит оборудования с заполнением бланков уставок.

Таблица 1.10 - Функции защиты и автоматики, реализованные в блоках МКЗП

Защита от повреждений		Контроль входных параметров питающей сети	Автоматика восстановления нормального режима работы	Резервирование отказов выключателей
Катастрофические	Параметрические			
1. ТО	1. Контроль теплового состояния электродвигателя	1. ЗПН	1. АПВ	1. УРОВ
2. МТЗ	2. ЗПТ	2. ЗМН	2. АЧР	
3. ЗДЗ			3. ЧАПВ	
4. ЛЗШ			4. АВР	
5. ЗЗ			5. ВНР	
6. ЗНФ				
7. ЗМТ				

### 1.11 Распознавание повреждений и ненормальных режимов блоками МКЗП

Основной функцией релейной защиты является *быстрое и надёжное отключение повреждённого элемента*. Для успешного выполнения своих функций релейная защита должна обладать четырьмя свойствами: быстродействие, селективность, чувствительность и надёжность.

**Быстродействие** – это свойство релейной защиты, характеризующее скорость выявления и отделения от ЭЭС повреждённых элементов. Показателем быстродействия является время срабатывания защиты, которым является интервал времени от момента возникновения повреждения до момента отделения от сети повреждённого элемента.

**Надёжность** – это способность релейной защиты выполнять заданные функции в процессе эксплуатации. Надёжность релейной защиты разделяется на два вида: надёжность работы алгоритма и аппаратная надёжность. Надёжность работы алгоритма в релейной защите принято называть *устойчивостью функционирования*. Аппаратная надёжность системы релейной защиты в целом достигается за счёт резервирования: ближнего резервирования защитами, УРОВ и дальнего резервирования защитами. Повышение устойчивости функционирования достигается алгоритмическими средствами, чтобы обеспечить *селективность* работы защиты, а также достаточную *чувствительность* и при этом сделать защиту как можно более быстродействующей.

**Селективность (избирательность)** – свойство релейной защиты, характеризующее способность выявлять повреждённый элемент ЭЭС и отключать этот элемент только ближайшими к нему выключателями. Таким образом, защита элемента должна срабатывать при

внутренних повреждениях в элементе и не срабатывать при возникновении повреждения вне этого элемента. При работе УРЗ могут проявляться факторы, препятствующие (или противодействующие) нормальному функционированию: помехи, искажение входной информации, небалансы, погрешности в задании исходных данных или действия элементов схем УРЗ и т.д. В результате действия этих факторов может произойти отказ в действии при внутреннем повреждении, задержки срабатывания или излишние срабатывания. Поэтому в алгоритм защиты введены средства как качественного, так и количественного характера, которые повышают селективность работы алгоритма защиты.

**Чувствительность** – способность защиты выявлять все виды повреждений, на которые она рассчитана, в любых режимах работы ЭЭС. Для защит от катастрофических повреждений, при которых необходимо распознавание наличия повреждения, определяется коэффициент чувствительности  $K_{\text{ч}}$ , который отражает запас способности срабатывания защиты относительно порога её срабатывания.

Для защит максимального действия:

$$K_{\text{ч}} = \frac{P_{\text{мин}}}{P_{\text{сз}}}$$

Для защит минимального действия:

$$K_{\text{ч}} = \frac{P_{\text{сз}}}{P_{\text{макс}}}$$

Нормативные значения коэффициентов чувствительности заданы в ПУЭ (см. Таблицу 1.11). Расчёт  $K_{\text{ч}}$  для рассматриваемых защит приводится ниже по мере их рассмотрения. Коэффициент чувствительности выражает запас при упрощенном расчёте уставок, в котором учитываются различные факторы, препятствующие срабатыванию защиты при повреждении защищаемого объекта. Такими факторами являются те, которые не позволяют точно определить параметры режима в аварийном режиме: наличие переходного сопротивления в месте повреждения, невозможность точного определения параметров системы, используемых при расчёте аварийных режимов, возможность возникновения непредсказуемого развития аварии. Поэтому следует проверять чувствительность, используя  $K_{\text{ч}}$  в соответствии с ПУЭ (к таким защитам относятся защиты от междуфазных КЗ), а в некоторых случаях проводить дополнительные уточняющие расчёты, чтобы убедиться в чувствительности защиты (к таким защитам относятся защиты от замыканий на землю). При разработке алгоритмов защиты всегда стремятся к повышению чувствительности, поскольку возможно появление повреждения с такими параметрами, что защита окажется нечувствительной к нему. При этом в любом случае необходимо добиваться, чтобы получаемый  $K_{\text{ч}}$  имел значение не менее требуемого ПУЭ.

Таблица 1.11 - Требования к коэффициенту чувствительности в соответствии с ПУЭ

Тип защиты	Тип реагирующего органа	Минимальный Кч
Максимальные токовые защиты с пуском и без пуска по напряжению, направленных и ненаправленных, а также токовых одноступенчатых направленных и ненаправленных защит, включенных на составляющие обратной или нулевой последовательностей	органы тока и напряжения	1,5
	органы направления мощности обратной и нулевой последовательности	по мощности 2,0
		по току и напряжению 1,5
	орган направления мощности, включаемый на полные токи и напряжения	1,5
Ступенчатые защиты тока или тока и напряжения, направленные и ненаправленные, включенные на полные токи и напряжения или на составляющие обратной или нулевой последовательности	органы тока и напряжения ступени защиты, предназначенной для действия при КЗ в конце защищаемого участка, в режиме основного действия	1,5
	при наличии надёжно действующей селективной резервной ступени	1,3
	органы направления мощности нулевой и обратной последовательности	по мощности 2,0
		по току и напряжению 1,5
орган направления мощности, включенный на полные токи и напряжения	1,5	
Токowe отсечки без выдержки времени, устанавливаемые на генераторах мощностью до 1 МВт и трансформаторах, при КЗ в месте установки защиты		2,0
Защиты от замыканий на землю на кабельных линиях в сетях с изолированной нейтралью	защиты, реагирующие на токи основной частоты	1,25
	защиты, реагирующие на токи повышенных частот	1,5
Защиты от замыканий на землю на ВЛ в сетях с изолированной нейтралью		1,5
Защиты обеспечивающие дальнейшее резервирование	органы тока, напряжения и сопротивления	1,2
	органы направления мощности обратной и нулевой последовательности	по мощности 1,4
		по току и напряжению 1,2
орган направления мощности, включенный на полные ток и напряжение	1,2	
Токowe отсечки без выдержки времени, устанавливаемые на линиях и выполняющих функции дополнительных защит		при КЗ в месте установки защиты 1,2

При несоответствии коэффициентов чувствительности нормативным значениям, способ повышения чувствительности защиты определяется условием выбора уставки срабатывания соответствующей защиты.

Например, при выборе тока срабатывания токовой защиты с выдержкой времени линии в целях повышения чувствительности возможно согласование не с первыми ступенями защит смежных линий, а со вторыми. При выборе тока срабатывания резервной защиты трансформатора согласование допускается произвести не с током срабатывания вводного автомата 0,4 кВ, а с токами срабатывания защит, отходящих от шин 0,4 кВ линий.

При неэффективности токовых отсечек линий или трансформаторов согласно п. 3.2.54 ПУЭ допустимо для защиты линий и трансформаторов мощностью менее 6,3 МВА применять только МТЗ с выдержкой времени менее 0,5 сек. Для защиты трансформаторов также применимо вводить отстройку от бросков тока намагничивания по высшим гармоникам.

При невозможности обеспечения дальнего резервирования допускается:

- не резервировать отключения КЗ за трансформаторами, в конце длинного смежного участка линии 6-35 кВ;
- иметь дальнее резервирование только при наиболее часто встречающихся видах повреждений, без учета редких режимов работы.

А также для обеспечения требований, предъявляемых к устройствам релейной защиты, порой необходимо изменить принцип действия защиты. Например, вместо токовой использовать дистанционную защиту или заменить ненаправленную защиту от замыканий на землю на направленную или на высших гармониках.

## **Глава 2. Организация защит элементов сети 6–35 кВ с использованием блоков МКЗП**

Сети 6–35 кВ - это распределительные сети, которые имеют значительную часть в инфраструктуре передачи и распределения электроэнергии. Их особенностью является значительная суммарная протяжённость, за счёт чего они имеют большую повреждаемость. Основными повреждениями на рассматриваемых линиях являются междуфазные КЗ и замыкания на землю, при этом последние в таких сетях не сопровождаются сверхтоками (токами КЗ), а обусловлены емкостными токами и токами компенсации, которые на порядки меньше, чем токи КЗ. Это связано с тем, что сети 6–35 кВ работают с изолированным или компенсированным режимом нейтрали и при однофазном замыкании на землю, ток не может замыкаться через нейтраль, и он замыкается через ёмкости неповреждённых фаз, которые составляют большое сопротивление для токов ОЗЗ. Сети этого класса напряжений обладают такой особенностью, как наличие большого разнообразия режимов нейтрали: изолированная, компенсированная (при ОЗЗ происходит компенсация емкостного тока частоты 50 Гц благодаря установке дугогасящей катушки в нейтрали одного из элементов сети), заземлённая через высокоомный резистор, заземлённая через низкоомный резистор, комбинированное заземление (в нейтраль устанавливается параллельно дугогасящая катушка и резистор). Режим нейтрали существенно влияет на протекание процессов при ОЗЗ и при расчёте уставок это необходимо учитывать.

ОЗЗ являются наиболее распространёнными повреждениями (75 % от общего числа повреждений), которые могут развиваться в двойные (или многоместные) замыкания на землю в такой сети. Эти виды замыканий являются короткими и гораздо более опасными, чем ОЗЗ, так как дополнительная точка (или дополнительные точки) находится на ранее неповреждённом элементе сети. Поэтому такое развитие аварии приводит к выходу из строя более чем одного элемента, причём одним из элементов может оказаться источник питания этой сети.

В соответствии с ПТЭ (§ 2.8.11): "В сетях с изолированной нейтралью или с компенсацией емкостных токов допускается работа воздушных и кабельных линий электропередачи с замыканием на землю до устранения повреждения". Этим руководствуются многие электросетевые компании и не отключают повреждённый элемент сразу после возникновения повреждения. Кроме того, в § 1.7.64 ПУЭ указано "Защита от замыканий на землю должна устанавливаться с действием на отключение по всей электрически связанной сети в тех случаях, в которых это необходимо по условиям безопасности".

При разработке блоков МКЗП и ЭСТРА-ПС ставилась задача надёжного распознавания всего разнообразия повреждений и как можно более быстрой их ликвидации. Выполнение этих

устройств обеспечивает быстрое отключение ОЗЗ, поскольку при них всегда есть вероятность того, что у места замыкания может оказаться человек или животное. Это актуально также в сетях с кабельными линиями, так как в этом случае в распределительных устройствах имеются кабельная разделка, в которой кабель подключается к шинам и есть открытые проводящие части. Поэтому целесообразно для повышения надёжности электроснабжения совместно с селективной защитой от ОЗЗ, действующей на отключение, устанавливать устройства АВР.

## **2.1. Описание функционала блоков МКЗП**

Микроконтроллерное устройство защиты предназначено для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации присоединений в сети 6–35 кВ на подстанциях с переменным, выпрямленным переменным и постоянным оперативным током.

Блок обеспечивает функции защиты и автоматики воздушных и кабельных линий электропередачи, выключателей распределительных устройств, реклоузеров, трансформаторов мощностью до 6,3 МВА и электродвигателей до 4 МВт.

Конструктивно блок предназначен для установки в релейных отсеках КСО, КРУ, КРУН, КТП, на релейных панелях и пультах управления электрических станций и подстанций.

Блоки могут включаться в АСУ ТП и информационно-управляющие системы в качестве подсистемы нижнего уровня. При этом устройство выдаёт на удалённые рабочие места эксплуатационного и диспетчерского персонала информацию о положении коммутационного аппарата, зарегистрированную информацию об аварийных событиях, текущую информацию по всем контролируемым параметрам.

В настоящее время выпускается ряд устройств, которые удовлетворяют всем необходимым требованиям для оптимальной организации защиты присоединений в сетях 6–35 кВ.

Все разновидности блоков МКЗП унифицированы в части приёма аналоговых сигналов. Все модификации блоков МКЗП различаются составом и количеством дискретных входов и выходов. В зависимости от функции присоединения, на которое устанавливается защита, выполненная на блоке МКЗП, выбирается соответствующая модификация с установленным необходимым программным обеспечением.

Варианты исполнений устройства приведены в Таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Варианты исполнений устройства МКЗП

Модификация блока МКЗП	Количество дискретных входов/выходов	Подпитка от вторичных цепей ТТ	Цепи ЗДЗ	ДШ ЭМ ВВ	Подключение датчиков тока и напряжения
МКЗП-Микро 2.0 – 1	4/4	–	–	–	–
МКЗП-Микро 2.0 – 1-Т	4/4	+	–	–	–
МКЗП-Микро 2.0 – 1-ДШ	4/4	+	–	+	–
МКЗП-Микро 2.0 – 2	11/8	–	–	–	–
МКЗП-Микро 2.0 – 2-Т	11/8	+	–	–	–
МКЗП-Микро 2.0 – 2-ДШ	11/8	+	–	+	–
МКЗП-Микро 2.0 – 2-ДЗ	11/8	–	+	–	–
МКЗП-Микро 2.0 – 2-ДШ-ДЗ	11/8	+	+	+	–
МКЗП-Микро 2.0 – 3	18/12	–	–	–	–
МКЗП-Микро 2.0 – 3-Т	18/12	+	–	–	–
МКЗП-Микро 2.0 – 3-ДШ	18/12	+	–	+	–
МКЗП-Микро 2.0 – 3-ДЗ	18/12	–	+	–	–
МКЗП-Микро 2.0 – 4	25/16	–	–	–	–
ЭСТРА-ПС	8/5	–	–	–	+
ЭСТРА-ПС-1	12/10	–	–	–	+
ЭСТРА-ПС\ТТ	8/5	–	–	–	–
ЭСТРА-ПС\ТТ-1	12/10	–	–	–	–

Микропроцессорные блоки МКЗП унифицированы в части приёма аналоговых сигналов. Различия между вариантами состоят в возможности расширении функций в части приёма дополнительных входных сигналов и формирования выходных. Блоки ЭСТРА-ПС могут принимать сигналы как от традиционных трансформаторов тока и напряжения, так и от измерительных датчиков тока и напряжения.

Варианты исполнения, прежде всего, отличаются числом дискретных входов и выходов. Некоторые варианты содержат средства для выполнения подпитки оперативных цепей защиты от входных токов устройства. В некоторых вариантах предусмотрена возможность управления выключателем путём дешунтирования соленоида отключения. Также имеются модификации, позволяющие подключать датчики дуговой защиты для реализации функции ЗДЗ.

## 2.2. Организация ввода информации о токах в защищаемом объекте

В блоке предусмотрено 4 независимых токовых аналоговых входа. Три входа предназначены для приёма фазных токов от ТТ, установленных в цепи защищаемого присоединения. В модификациях блоков МКЗП, предусматривающих подпитку от токовых цепей, внутри блока реализован отбор тока через промежуточные трансформаторы в фазах "А" и "С". Четвёртый токовый вход предназначен для получения информации о токе  $I_{3\text{Ю}}$ , получаемого от ТНП, установленного в цепи защищаемого присоединения, или от трёхтрансформаторного фильтра тока нулевой последовательности.

Устройство содержит промежуточные ТТ, предназначенные для гальванической развязки от первичных трансформаторов тока. Промежуточные трансформаторы тока защиты от междуфазных КЗ рассчитаны на номинальный ток 5 А и работают без насыщения при входном токе до 200 А.

По каждому входу предусмотрены два диапазона измерения:

- 1) чувствительный с диапазоном измерения от 0,1 до 5  $I_{\text{ном}}$ ;
- 2) стандартный диапазон от 5 до 40  $I_{\text{ном}}$ .

В блоке предусмотрено подключение трёх фазных токов. При использовании трансформаторов тока, соединённых по схеме "неполная звезда", в настройках защиты следует указывать, что ток фазы "В" вычисляется в векторной форме по токам фаз "А" и "С".

Промежуточный трансформатор тока защиты от замыканий на землю выполнен на номинальный ток 0,2 А. При работе с ТНП типа ТЗЛ, ТЗЛМ, не имеющих во вторичной цепи дополнительной нагрузки, обеспечивается максимальная чувствительность по первичному току замыкания на землю до 0,3 А.

При отсутствии ТНП ко входу измерения тока нулевой последовательности можно подключить нулевой провод полной звезды трансформаторов тока или указать в настройках защиты, что ток нулевой последовательности следует вычислять в векторном виде как векторная сумма трёх измеряемых фазных токов.

Подключение цепей тока к блоку МКЗП представлено на Рисунке 2.2.

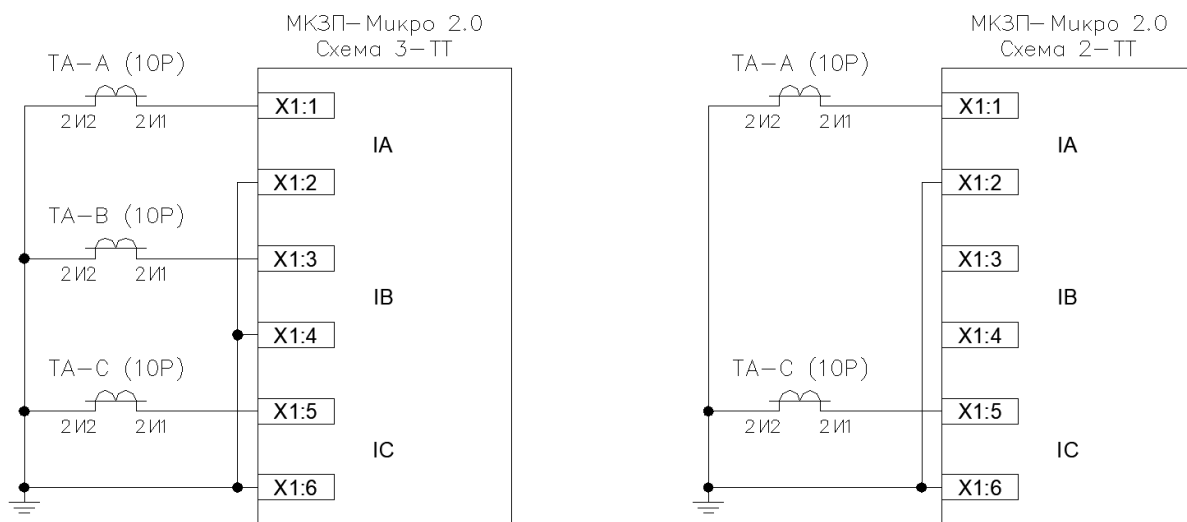


Рисунок 2.2 - Схема подключения токовых цепей к блоку МКЗП

### 2.3. Организация ввода информации о напряжениях на защищаемом объекте

В блоке предусмотрены вводы для получения информации о напряжениях на защищаемом объекте. К трём клеммным зажимам подводятся два линейных напряжения от ТН, установленных на защищаемом объекте, то есть на его сборных шинах или непосредственно на присоединении. Ещё два зажима предназначены для подключения к цепи разомкнутого треугольника, от которого получается напряжение  $3U_0$ .

Устройство содержит промежуточные трансформаторы напряжения, предназначенные для гальванической развязки от первичных измерительных трансформаторов.

Блок позволяет измерять два линейных напряжения  $U_{ав}$  и  $U_{вс}$  и напряжение нулевой последовательности  $3U_0$ . Третье линейное напряжение  $U_{са}$  вычисляется устройством.

При необходимости измерения фазных напряжений вход  $3U_0$  может использоваться для измерения одного из фазных напряжений (например,  $U_c$ ). Напряжение нулевой последовательности в этом случае вычисляется устройством.

Подключение цепей напряжения к блоку представлено на Рисунке 2.3.

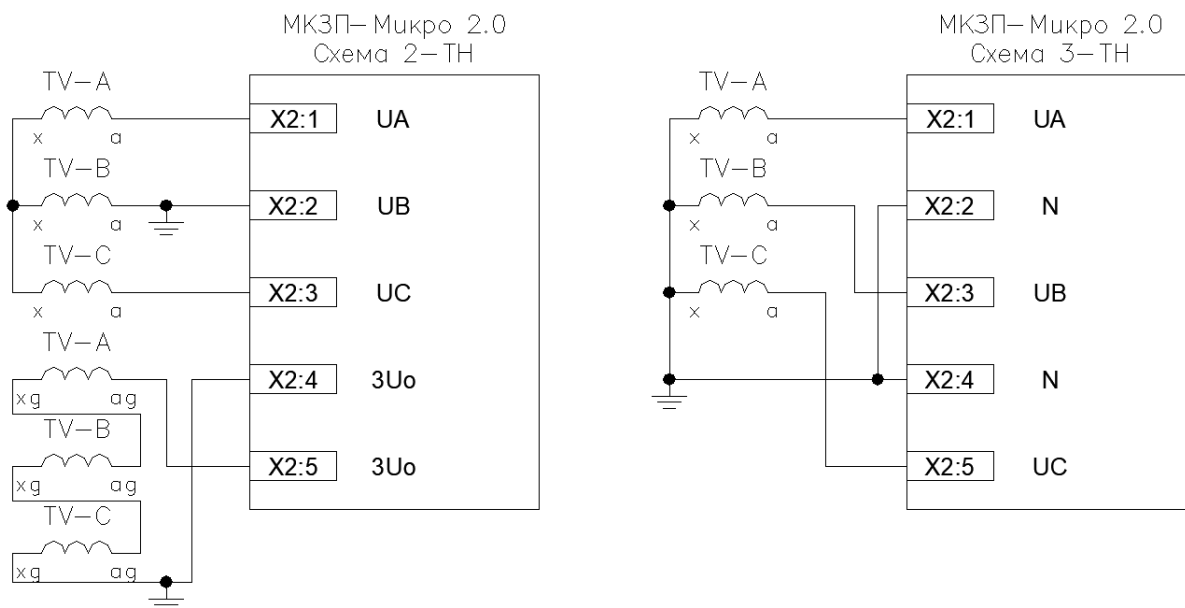


Рисунок 2.3 - Схема подключения цепей напряжения к блоку МКЗП

## 2.4. Организация входов для дуговой защиты

Для реализации функции ЗДЗ к блоку могут быть подключены фотодиодные датчики типа ДДЗ-01 (подключение экранированным проводом для слаботочных сигналов витая пара в экране) или оптоволоконные датчики типа ДДЗ-02.

Для каждого входа дуговой защиты для фотодиодного датчика предусмотрен контроль целостности кабеля и контроль правильности его подключения. Для каждого входа дуговой защиты при выполнении оптоволоконной связи дополнительно предусматривается контроль целостности оптического кабеля.

Проводная дуговая защита допускает подключение до трёх датчиков ДДЗ-01 параллельно на один канал дуговой защиты.

## 2.5. Организация ввода дискретных сигналов

Дискретные входы обеспечивают гальваническое разделение внутренних цепей устройств от внешних цепей, предназначены для работы на постоянном или переменном оперативном токе и содержат пороговые элементы для разграничения уровней срабатывания логической "1" и логического "0".

Устройство позволяет принять от внешних устройств дискретные сигналы переменного или постоянного тока напряжением 220 В. Исполнение блока с другим уровнем входного напряжения дискретных сигналов должно согласовываться при заказе устройства.

Каждый вход выполняется с использованием оптоэлектронного преобразователя, обеспечивающего гальваническое разделение входных цепей от внутренних цепей устройства с необходимым уровнем изоляции. Если нет необходимости отдельного подключения входов к источнику оперативного тока, то входы допускается выполнять с общей точкой подключения.

Все дискретные входы являются свободно программируемыми.

## **2.6. Организация вывода дискретных сигналов**

Выходные цепи устройства выполнены с использованием малогабаритных реле, обеспечивающих гальваническое разделение внутренних цепей устройства от внешних цепей.

Все дискретные выходы являются свободно программируемыми.

Если выходные цепи устройства подключаются к схемам на постоянном оперативном токе, то для предотвращения повреждения выходных контактов реле при коммутации мощной индуктивной нагрузки параллельно этой нагрузке рекомендуется устанавливать защитный диод. При необходимости коммутировать электромагниты управления выключателей обязательно должны использоваться промежуточные реле.

## **2.7. Организация выходов дешунтирования**

Выходы дешунтирования предназначены для выполнения операций отключения коммутационного аппарата с использованием токовых электромагнитов отключения. В соответствующих вариантах исполнения МКЗП предусматривается два канала, которые выполнены на базе полупроводниковых элементов.

Дешунтирование применяется в схемах управления выключателями без оперативного тока. Отключение выключателя в таких схемах производится воздействием на токовые электромагниты отключения выключателя, которые включаются последовательно во вторичные цепи ТТ и в нормальном режиме зашунтированы силовыми ключами защиты. При срабатывании защиты под воздействием тока КЗ выдаётся команда на отключение ключей. В результате этого происходит дешунтирование электромагнита отключения, что приводит к отключению выключателя.

Цепи дешунтирования используются для управления выключателем только при срабатывании следующих защит:

- максимальной токовой защиты;
- защиты от несимметрии фазных токов;
- защиты от дуговых замыканий;

– логической защиты шин.

Возврат дешунтирующих выходов в исходное состояние осуществляется после возврата всех сработавших защит, но не менее чем через одну секунду после их срабатывания. По этой причине при таком способе воздействия на выключатель нет необходимости снижать коэффициент возврата.

Следует иметь в виду, что работа цепей дешунтирования не гарантируется при уставках по току срабатывания ниже 5 А.

Токовые электромагниты выключателей, управляемых от МКЗП должны иметь номинальный ток срабатывания 5 А. При номинальном токе срабатывания 3 А возможно самопроизвольное отключение выключателя из-за остаточного напряжения на замкнутом ключе схемы дешунтирования, которое составляет порядка 1 – 1,2 В.

## **2.8. Организация оперативного питания**

Устройство предназначено для работы от источника переменного, выпрямленного или постоянного оперативного тока. В цепях оперативного питания устройства необходима установка защитного автоматического выключателя. Модификации блока с функцией отбора мощности от токовых цепей могут работать и при отсутствии оперативного питания (при наличии достаточного тока нагрузки).

Для задания уставок и скачивания протоколов устройство может получать питание от устройства USB.

При питании устройств от порта USB следует учитывать:

- 1) работа выходных реле не гарантируется;
- 2) возможно появление сигналов неисправности АЦП;
- 3) возможно появление сигналов неисправности дуговой защиты.

Устройство не повреждается и не срабатывает ложно при включении или отключении источника питания, после перерывов питания любой длительности с последующим восстановлением, при подаче напряжения оперативного тока обратной полярности, при замыканиях на землю в сети оперативного тока.

## **Глава 3. Описание функций блоков серии МКЗП и выбор их параметров срабатывания**

### **3.1 Допущения при расчёте параметров срабатывания**

Расчёт релейной защиты заключается в выборе рабочих параметров срабатывания устройств защиты. Во всех устройствах релейной защиты предусматривается возможность плавного или ступенчатого изменения параметров срабатывания в определённых пределах. Для корректной работы релейной защиты должен быть выполнен правильный выбор её рабочих параметров.

Выбор рабочих уставок релейной защиты и автоматики производится в расчёте на "наихудший случай" с учётом того, что неправильное действие может привести к нарушению электроснабжения. Даже в том случае, если такое действие признано как заранее допущенное, ущерб от неселективного срабатывания и, тем более от отказа защиты может вызвать непредвиденные тяжёлые последствия и для потребителей, и для электроснабжающего предприятия.

Для выполнения расчёта уставок релейной защиты, прежде всего, нужны полные и достоверные данные об объекте защиты, к которым относятся:

- первичная схема защищаемой сети и режимы её работы (с указанием способов задания рабочих и ремонтных режимов – автоматически или вручную);
- сопротивление и ЭДС (или напряжение) питающей системы для максимального и минимального режимов её работы;
- режимы заземления нейтралей силовых трансформаторов;
- параметры линий, трансформаторов, реакторов и т.д.;
- значения максимальных рабочих токов линий, трансформаторов и т.п. в рабочих, ремонтных и послеаварийных режимах;
- характеристики электроприёмников (особенно крупных электродвигателей);
- типы выключателей;
- типы и параметры измерительных трансформаторов тока и трансформаторов напряжения с указанием мест их установки в схеме сети;
- типы и параметры срабатывания (уставки) существующих устройств защиты и автоматики на смежных элементах (как питающих, так и отходящих).

Для обеспечения селективности релейной защиты рабочие уставки защит с относительной селективностью на смежных элементах (линиях, трансформаторах) должны согласовываться

между собой. Для максимальных токовых защит речь идёт о согласовании по току (чувствительности) и по времени. Поэтому расчёт уставок следует производить не для одного элемента, а для участка сети, причём "попарно". В каждой паре одна, например, линия и её защиты называются "предыдущими" или нижестоящими, а другая линия (защита) расположенная ближе к источнику питания – "последующей" или вышестоящей. Во время выполнения расчётов пары и названия элементов изменяются, то есть та защита, которая была вышестоящей (последующей) может стать предыдущей в паре с защитой питающей линии (трансформатора). Таким образом, расчёт уставок в такой сети выполняется от наиболее удалённого элемента по направлению к источнику питания.

При необходимости расчёта уставок защиты одного вновь включаемого элемента сети следует согласовать выбранные уставки с уставками существующих защит, по возможности не изменяя их. При этом следует избегать применения "сменных уставок", изменяемых в связи с изменением режима сети, так как производить смену уставок защиты автоматически – сложно, а ручную – требует много времени и повышает вероятность ошибок в настройке защиты.

В общем случае релейная защита не должна ограничивать возможности полного использования основного электрического оборудования сети. Однако при разработке режимов работы сети, в свою очередь должны учитываться и технические возможности используемых устройств релейной защиты. Вполне вероятно, что по результатам расчёта уставок некоторые редкие режимы работы сети могут быть запрещены, чтобы не усложнять релейную защиту.

Для выполнения расчётов уставок большинства защит необходимо знать токи коротких замыканий на защищаемом объекте. При определении этих токов находят значения сверхпереходных токов короткого замыкания. Полученные в результате расчётов значения отличаются от фактических вследствие целого ряда причин: вариативность параметров системы, обусловленная неточностью определения и изменением в процессе эксплуатации сопротивлений элементов сети; отклонением фактических значений ЭДС от расчётных; изменением вынужденной составляющей тока короткого замыкания в переходном процессе; искажением информации измерительными преобразователями.

Кроме того, влияние на работу защит оказывает возможная точность установки в устройстве защиты выбранных уставок и сохранение установленных значений в процессе эксплуатации.

Невозможность точного учёта всех перечисленных факторов обусловила использование так называемых коэффициентов надёжности, применение которых создаёт запас, перекрывающий отклонения контролируемых параметров от расчётных значений и исключает неселективные действия защиты. Конкретные принимаемые значения коэффициента надёжности зависят от вида используемой защиты и её исполнения и задаются в соответствии с рекомендациями

директивных документов (ПУЭ, ПТЭ, руководящие указания, отраслевые стандарты, рекомендации изготовителя).

При определении уставок некоторых защит необходимо использовать токи рабочих режимов: нормальных, перегрузочных, послеаварийных. При определении уставок, исходя из перегрузочных и послеаварийных режимов используются коэффициенты, учитывающие соответствующее увеличение токов в рассматриваемых режимах. Поскольку учёт этих режимов является индивидуальным для каждой защиты, соответствующие коэффициенты и характеристики, рассматриваются применительно к каждой отдельной рассчитываемой защите.

### **3.2 Общая логика расчета токов короткого замыкания**

При КЗ токи в фазах установки увеличиваются по сравнению с их нормальным значением, а напряжения снижаются. В трёхфазной электрической сети 6–35 кВ возможны трёхфазное и двухфазное КЗ.

Для ознакомления с сущностью явления КЗ остановимся на наиболее простом повреждении – трёхфазном КЗ.

Если трёхфазная цепь симметрична, то есть сопротивления фаз равны между собой, замыкания всех фаз в одной точке приводит к уменьшению их сопротивления, но не нарушает симметрии токов и напряжений. По сравнению с режимом нагрузки токи в цепи возрастают, а напряжения уменьшаются. Угол сдвига между током и напряжением, как правило, увеличивается, достигая  $90^\circ$  при чисто индуктивном сопротивлении цепи.

В общем случае, ток КЗ изменяется в процессе короткого замыкания по сложному закону, зависящему от многих факторов: мощности источников питания, времени затухания апериодических токов, наличия АРВ на генераторах и др.

При рассмотрении токов КЗ в радиальных сетях 6–35 кВ принимаются следующие допущения:

- не учитываются токи нагрузки;
- не учитываются ёмкости и, следовательно, ёмкостные токи в воздушной и кабельной сети;
- трёхфазная сеть принимается симметричной, то есть сопротивления фаз – точно равными друг другу;
- отсутствует насыщение стали электрических машин (генераторов, электродвигателей, трансформаторов);
- не учитывается сдвиг по фазе ЭДС различных источников питания, входящих в расчётную схему.

В соответствии с задачей определения уставок и чувствительности релейной защиты определяются следующие исходные условия для расчётов.

### *1) Расчётная схема сети.*

Расчётная схема сети представляется в однолинейном изображении и на ней указываются источники питания (обычно эквивалентная энергосистема) и элементы сети (линии электропередачи, трансформаторы, реакторы), связывающие источники питания с точками КЗ, а также указываются параметры всех упомянутых элементов, необходимые для расчёта. В некоторых случаях в схему замещения могут вводиться электродвигатели напряжением выше 1000 В в виде дополнительного генерирующего источника при условии, если они связаны с местом КЗ непосредственно, кабельными линиями или через линейные реакторы.

### *2) Режимы КЗ.*

При расчётах релейной защиты распределительных сетей 6–35 кВ для выбора уставок защит необходимо определение максимальных токов КЗ, поступающих на входы релейной защиты при внешних повреждениях, от которых она должна быть отстроена. Кроме того, для оценки чувствительности принятых к использованию устройств релейной защиты необходимо определение минимальных токов КЗ при внутренних повреждениях.

Поскольку КЗ в распределительной сети являются значительно удалёнными от источников, для них используется схема замещения, содержащая ЭДС, не изменяющуюся во времени, с эквивалентным сопротивлением.

Таким образом, для расчёта тока трёхфазного КЗ, что необходимо для определения максимального тока, получаемого для обоснования выбора токов срабатывания защит расчёт выполняется сравнительно просто, поскольку этому соответствует последовательная цепь между эквивалентным источником и точкой КЗ. При этом принимается минимальное эквивалентное сопротивление системы, что соответствует максимальному режиму её работы.

Расчётным по чувствительности является двухфазное КЗ. При этом принимается максимальное эквивалентное сопротивление системы, что соответствует минимальному режиму её работы. Поскольку в распределительной сети сопротивления элементов для прямой и обратной последовательности одинаковы, расчёт тока двухфазного КЗ выполняется аналогично трёхфазному с учётом коэффициента  $\sqrt{3}/2$ .

Практически, в каждом конкретном случае вопрос о режиме работы сети должен решаться индивидуально. Однако расчётные режимы и виды повреждения для проверки чувствительности устройств релейной защиты должны определяться исходя из наиболее неблагоприятных условий работы системы, но выбранный режим работы должен быть реально возможным.

### 3.3 Общие сведения по набору защит на присоединениях

В соответствии с нормативно-технической документацией (ПУЭ, НТП ПС) устанавливаются следующие виды УРЗ.

Линии электропередач:

1. Токовая отсечка;
2. Максимальная токовая защита;
3. Защита от замыканий на землю;
4. УРОВ.

Силовые трансформаторы:

1. Токовая отсечка;
2. Максимальная токовая защита;
3. Защита от токов перегрузки;
4. Защита от замыканий на землю;
5. УРОВ.

Электродвигатели:

1. Токовая отсечка;
2. Защита от замыканий на землю;
3. Защита от токов перегрузки;
4. Защита минимального напряжения;
5. УРОВ.

Вводные, секционные присоединения:

1. Максимальная токовая защита от междуфазных коротких замыканий на секциях. При необходимости для повышения чувствительности защита выполняется с пуском по напряжению;
2. Логическая защита шин;
3. Защита от дуговых замыканий;
4. УРОВ.

Сборные шины:

1. Логическая защита шин;
2. Дуговая защита;
3. Сигнализация замыканий на землю;
4. Устройство контроля изоляции.

### 3.4 Описание функций защит

#### 3.4.1 Принципы согласования МТЗ по току и по времени

Максимальная токовая защита и токовая отсечка запускаются при возникновении на защищаемом элементе сверхтока, значение которого превышает заранее установленный ток срабатывания измерительных органов защиты - максимальных токовых реле. При этом токовая отсечка действует на отключение защищаемого элемента, как правило, без выдержки времени, поскольку её зона действия не выходит за пределы этого элемента.

Максимальная токовая защита должна действовать на отключение с некоторой задержкой (выдержкой времени) для того, чтобы дать возможность сработать раньше другим аналогичным защитам, расположенным ближе к месту повреждения. Максимальная токовая защита, (как правило) запускается и при КЗ на последующих элементах сети (Рисунок 3.4.1). Это необходимо так как, при КЗ на последующем элементе сети и при отказе в действии его защиты или выключателя необходимо обеспечить резервирование, обеспечивающее надёжное отключение повреждения.

На Рисунке 3.4.1 приведена схема участка сети, на котором используются токовые отсечки и максимальные токовые защиты. На участке 3 показана зона действия токовой отсечки  $I_{ТО}$ .

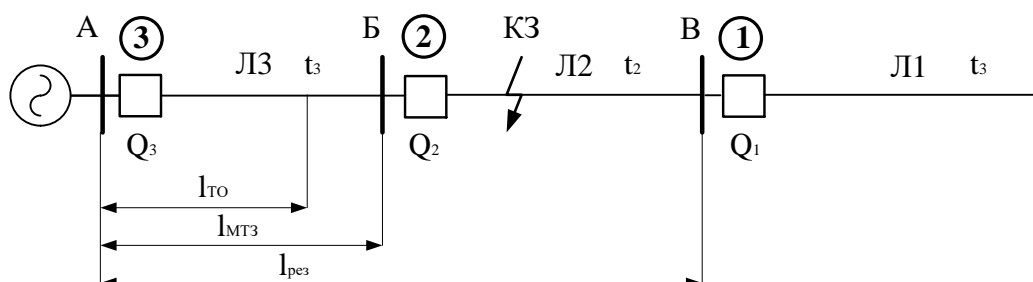


Рисунок 3.4.1 - Схема участка сети, на котором используются токовые отсечки и максимальные токовые защиты

Селективность действия токовой отсечки обеспечивается тем, что её ток срабатывания выбирается большим, чем максимальные ток КЗ на шинах подстанции Б.

Селективность действия максимальных токовых защит обеспечивается согласованием токов и времён срабатывания комплектов защиты, установленных на выключателях сети. Для этого выдержки времени комплектов МТЗ должны соответствовать следующему условию:  $t_3 > t_2 > t_1$ . Однако согласования комплектов по времени недостаточно. Необходимо также обеспечить согласование комплектов по токам срабатывания в соответствии со следующим условием:  $I_{ср3} > I_{ср2} > I_{ср1}$ . При этом соотношение токов должно быть таким, чтобы можно было быть уверенным, что измерительные органы защит, расположенных ближе к источнику питания,

срабатывают лишь при таких значениях тока КЗ, при которых обеспечивается срабатывание защит более удалённых элементов сети. Следует отметить, что наиболее тяжёлыми условиями согласования по токам срабатывания максимальных токовых защит оказываются при наличии параллельно работающих элементов со стороны питания.

### 3.4.2 Максимальные токовые защиты МТЗ-1 и МТЗ-2

МТЗ-1 и МТЗ-2 предназначены для защиты от междуфазных коротких замыканий. Защиты могут быть настроены в следующих конфигурациях:

- ненаправленная защита;
- направленная защита;
- защита с блокировкой по дискретному входу;
- защита, действующая с учётом холодного пуска нагрузки;
- защита с отстройкой от броска тока намагничивания трансформаторов.

Для определения направления мощности используется "девяностоградусная схема". Устройство определяет углы между каждым фазным током и линейным напряжением двух других фаз ( $I_a, U_{bc}; I_b, U_{ca}; I_c, U_{ca}$ ). Срабатывание МТЗ происходит в случае превышения величиной фазного тока заданной уставки срабатывания и попадания вектора фазного тока в зону срабатывания органа направления мощности. Угол максимальной чувствительности задаётся одинаковым для всех ступеней МТЗ.

Для задания зоны срабатывания указывается угол максимальной чувствительности  $\varphi_{мч}$ . При этом область срабатывания определяется диапазоном  $-90^\circ \leq \varphi_{мч} \leq +90^\circ$ , что составляет  $180^\circ$ . Определение направления мощности проиллюстрировано на Рисунке 3.4.2. Заданный угол максимальной чувствительности одинаков для всех ступеней МТЗ.

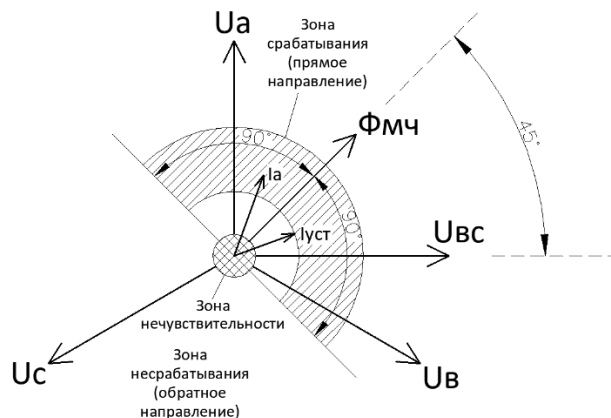


Рисунок 3.4.2 - Определение направления мощности

При неисправностях в цепях напряжения происходит отказ органа направления мощности. В таком случае возможна или полная блокировка МТЗ или перевод её в режим ненаправленного действия. Для таких случаев предусмотрен дополнительный ключ, который определяет режим работы ОНМ:

- разрешает работу ступени МТЗ при неисправности цепей напряжения (переводит в ненаправленный режим);
- блокирует работу МТЗ при неисправности цепей напряжения.

При близких трёхфазных КЗ возможно значительное снижение напряжения. Для исключения в таких случаях отказа органа направления мощности в защите осуществляется запоминание последних пяти периодов напряжения и по результату запоминания восстанавливается угол между током и напряжением. Определение угла между током и напряжением блокируется при линейном напряжении менее 30 В и фазном токе менее 1 А (вторичные значения).

Для блокировки МТЗ от внешних защит или блокировок по напряжению предусмотрен дискретный вход "ДВ Блок МТЗ". При наличии на этом входе логической единицы работа МТЗ блокируется.

При запуске некоторых нагрузок в определённые сезоны времени наблюдается повышенное потребление электроэнергии в течение длительного времени. Для более полного использования нагрузочной способности таких потребителей предусмотрена функция холодного пуска. Смысл заключается в том, что при отключенном выключателе защита с постоянной времени "Тохл ХП" увеличивает начальный ток срабатывания токовых защит до заданной кратности "Кпуск", тем самым предотвращая излишнее отключение нагрузки при её включении и длительной работе с повышенным потреблением (Рисунок 3.4.3). В то же время, для обеспечения чувствительности защиты к коротким замыканиям при включенном выключателе, уставка по току возвращается к исходному значению с постоянной времени "Тнагр ХП". В случае перерыва оперативного питания защиты, если функция холодного пуска введена, после включения защиты ток срабатывания МТЗ устанавливается равным максимальному значению в соответствии с коэффициентом "Кхп". Параметры холодного пуска задаются одинаковыми для всех ступеней.

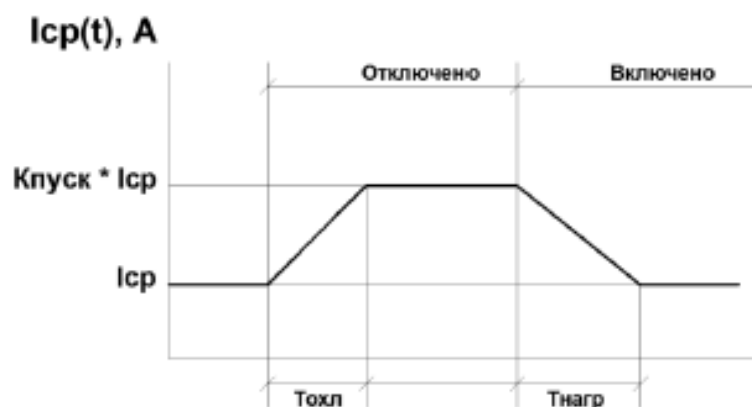


Рисунок 3.4.3 - Функция учета холодного пуска нагрузки

При включении трансформаторов на холостой ход возможно протекание тока значительной величины. Это явление называется броском тока намагничивания. Для исключения неселективного действия защиты в таких режимах предусмотрена функция "Контроль БТН", которая фиксирует БТН и блокирует действие пусковых органов до момента его затухания или истечения максимального времени блокировки "Тблок БТН". При использовании средств отстройки от БТН возможно замедление быстродействующих защит при насыщении ТТ аperiodической составляющей токов КЗ.

Технические параметры МТЗ-1 и МТЗ-2 приведены в Таблице 3.4.1.

Таблица 3.4.1 - Технические параметры защит МТЗ-1 и МТЗ-2

Наименование параметра	Диапазон значений	Дискретность задания	Заводское значение	Обозначение в меню
Уставка по току во вторичных величинах, А	0,1–200	0,01	50	$I_{cp}$
Коэффициент возврата пусковых органов	0,5 – 0,95	0,01	0,95	$k_B$
Уставка по времени срабатывания, с	0 – 300	0,01	0,02	$T_{cp}$
Угол максимальной чувствительности $\varphi_{мч}$ , град	0 – 359,9	0,1	45	$\varphi_{мч}^{MTЗ}$
Кратность холодного пуска	1,5 – 10	0,1	3	$k_{хп}$
Постоянная времени охлаждения, мин	1 – 120	1	30	$T_{охл} \text{ ХП}$
Постоянная времени нагрева, мин	1 – 120	1	60	$T_{нагр} \text{ ХП}$
Время блокировки от БТН, с	0,1 – 1	0,01	0,3	$T_{блок} \text{ БТН}$

### 3.4.3 Расчет параметров срабатывания токовой защиты МТЗ-1 и МТЗ-2

Расчет параметров срабатывания ступенчатых токовых защит начинается с расчет с быстродействующих ступеней.

#### 1) Токовая отсечка линии.

Назначение: защита части линии от повреждений. Ток срабатывания селективной токовой отсечки линии выбирается:

а) из условия отстройки от максимального значение тока трехфазного КЗ при повреждении в конце линии или на шинах низшего напряжения трансформатора:

$$I_{TO} \geq k_{отс} \cdot I_{КЗмакс}^{(3)}$$

где  $I_{КЗмакс}^{(3)}$  - периодическая слагающая тока металлического короткого замыкания при замыкании между тремя фазами в конце линии или за трансформатором, А.

$k_{отс} = 1.2$  - коэффициент отстройки.

б) из условия отстройки от броска тока намагничивания при включении всех трансформаторов, подключенных к линии:

$$I_{TO} \geq k_n \cdot \sum I_{н.тр}$$

где  $k_n = 5 \div 7$  - коэффициент надежности;

$\sum I_{н.тр}$  - суммарный номинальный ток всех трансформаторов, А.

При вводе функции, предусмотренной в устройстве МКЗП "Контроль БТН", данное расчетное условие может не рассматриваться.

На линиях с трансформаторами на ответвлениях, которые защищаются плавкими предохранителями, также определяется время плавления вставок предохранителей этого трансформатора при расчетном токе КЗ, равном току срабатывания токовой отсечки, уменьшенному на 20% (учет допускаемого стандартом разброса времятоковых характеристик плавких предохранителей). Если время плавления  $t_{пл} \leq 0.1$  с., то отсечка с таким током срабатывания может быть использована при условии наличия АПВ на линии. Если  $t_{пл} \geq 0.1$  с., то тогда ток срабатывания отсечки увеличивается до значения, при котором обеспечивается расплавление вставок предохранителей до момента отключения линии, т. е. не более 0.1 с, либо вводится задержка на срабатывания токовой отсечки.

Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{макс}}^{(3)}}{I_{\text{ТО}}} \geq 1.2$$

Эффективность токовой отсечки линии оценивается коэффициентом чувствительности при КЗ в месте установки защиты в наиболее благоприятном по условию чувствительности режиме.

Защита действует без выдержки времени.

## 2) Токовая отсечка трансформатора и блока линия – трансформатор.

Назначение: защита от повреждений на выводах (линии и выводах), а также от внутренних повреждений трансформатора. Ток срабатывания токовой отсечки выбирается:

а) из условия отстройки от максимального значения тока трехфазного КЗ при повреждении на шинах низшего напряжения трансформатора:

$$I_{\text{ТО}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{КЗмакс}}^{(3)}$$

где  $k_{\text{отс}} = 1.2$  - коэффициент отстройки;

$I_{\text{КЗмакс}}^{(3)}$  - периодическая слагающая тока металлического короткого замыкания в защите при трехфазном КЗ на шинах низшего напряжения трансформатора, А.

При определении максимального трехфазного тока КЗ за трансформатором с регулированием напряжения необходимо определять тока повреждения при таком положении регулятора напряжения, которое определяет наименьшее сопротивление трансформатора.

б) из условия отстройки от броска тока намагничивания при включении трансформатора:

$$I_{\text{ТО}} \geq k_{\text{н}} \cdot I_{\text{н.тр}}$$

где  $k_{\text{н}} = 5 \div 7$  - коэффициент надежности;

$I_{\text{н.тр}}$  - номинальный ток трансформатора, А.

Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗмин}}^{(2)}}{I_{\text{ТО}}} \geq 2,$$

где  $I_{\text{КЗмин}}^{(2)}$  - первичное значение тока в месте установки защиты при металлическом двухфазном КЗ на выводах ВН трансформатора в режиме, обуславливающим наименьшее значение этого тока, А.

Защита действует без выдержки времени  $t_{\text{ТО}} = 0$  с.

### 3) Токовая отсечка двигателя.

Назначение: защита двигателя от междуфазных повреждений. Токовая отсечка не должна действовать в режиме пуска. Поэтому ток срабатывания ТО выбирается по условию отстройки от пускового тока двигателя:

$$I_{ТО} \geq k_H \cdot k_{апер} \cdot I_{с/пуск},$$

где  $k_H = 1.2$  - коэффициент надежности;

$k_{апер} = 1.4$  - коэффициент, учитывающий аperiodическую составляющую пускового тока;

$I_{с/пуск} = k_{п} \cdot I_{ном}$  - пусковой ток электродвигателя при подключении на номинальное напряжение сети, А;

$k_{п}$  - кратность пускового тока, о.е;

$I_{ном}$  - номинальный ток двигателя, А.

Чувствительность токовой отсечки проверяется при двухфазном КЗ на выводах электродвигателя в минимальном режиме питающей сети и оценивается коэффициентом чувствительности:

$$k_{ч} = \frac{I_{кз\min}^{(2)}}{I_{ТО}} \geq 2,$$

где  $I_{кз\min}^{(2)}$  - ток через защиту при двухфазном КЗ на выводах электродвигателя, А.

Защита действует без выдержки времени.

### 4) Токовая отсечка линии с выдержкой времени.

Назначение: защита мертвой зоны токовой отсечки. Ток срабатывания токовой отсечки с выдержкой времени выбирается:

а) по условию согласования с токовыми отсечками предыдущих линий:

$$I_{ТОВВ} \geq k_{согл} \cdot I_{ТОпред},$$

где  $k_{согл} = 1.1$  - коэффициент согласования;

$I_{ТОпред}$  - ток срабатывания токовой отсечки предыдущего элемента, А.

б) по условию отстройки от тока, протекающего по защищаемой линии, при КЗ за трансформатором, подключенным к шинам противоположной подстанции:

$$I_{ТОВВ} \geq k_{отс} \cdot I_{КЗ\max}^{(3)},$$

где  $k_{отс} = 1.2$  - коэффициент отстройки;

$I_{КЗ\max}^{(3)}$  - периодическая слагающая тока металлического короткого замыкания в защите при трехфазном КЗ на шинах низшего напряжения трансформатора противоположной подстанции,

А.

Ток срабатывания защиты выбирается большим из рассматриваемых условий.

Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗмин}}^{(2)}}{I_{\text{ТОВВ}}} \geq 1.3,$$

где  $I_{\text{КЗмин}}^{(2)}$  - первичное значение тока в месте установки защиты при металлическом двухфазном КЗ в конце защищаемой линии в режиме, обуславливающим наименьшее значение этого тока, А.

Защита действует с выдержкой времени равной ступени селективности  $t_{\text{ТОВВ}} = \Delta t$ .

*5) Токовая отсечка секционного присоединения.*

Назначение: защита шин (секций) от повреждений. Ток срабатывания токовой отсечки с выдержкой времени выбирается по условию согласования с токовыми отсечками присоединений первой и второй секции шин:

$$I_{\text{ТОсв}} \geq k_{\text{согл}} \cdot I_{\text{ТОпред}},$$

где  $k_{\text{согл}} = 1.1$  - коэффициент согласования;

$I_{\text{ТОпред}}$  - ток срабатывания токовой отсечки предыдущего элемента, А.

Выдержка времени защиты выбирается из условия согласования с выдержками времени токовых отсечек присоединений, отходящих шин рассматриваемой подстанции

$$t_{\text{ТОсв}} = t_{\text{ТОпред}} + \Delta t.$$

*б) Токовая отсечка вводного присоединения.*

Назначение: защита шин (секций) от повреждений. Ток срабатывания защиты выбирается из условия согласования защитами предыдущих элементов:

$$I_{\text{ТО_ВВ}} \geq k_{\text{согл}} \cdot \left( I_{\text{с.з.предмакс}(n)} + \sum_1^{N-n} I_{\text{раб.макс}(N-n)} \right),$$

где  $k_{\text{согл}} = 1.1$  - коэффициент надежности согласования;

$I_{\text{с.з.предмакс}(n)}$  - наибольшая из токов срабатывания защит предыдущих элементов, А;

$I_{\text{раб.макс}(N-n)}$  - геометрическая сумма максимальных значений рабочих токов все предыдущих элементов (N), за исключением тех, с защитами которых производится согласование (n), А.

Выдержка времени срабатывания защиты выбирается из условия обеспечения селективности с защитами предыдущих и последующих элементов.

Для защит с независимыми характеристиками время срабатывания выдержка времени определяется по следующему выражению:

$$t_{\text{ТО\_ВВ}} = t_{\text{прис}} + \Delta t,$$

где  $t_{\text{прис}}$  - максимальная выдержка времени защиты отходящего присоединения, с;

$\Delta t$  - ступень селективности, с.

#### 3.4.4 Максимальные токовые защиты МТЗ-3 и МТЗ-4

МТЗ-3 и МТЗ-4 предназначены для выполнения защиты от междуфазных коротких замыканий, а также выполняют функции дальнего резервирования. Защиты могут быть настроены для работы в следующих конфигурациях:

- ненаправленная защита;
- направленная защита;
- защита с блокировкой по дискретному входу;
- защита, работающая с учётом холодного пуска нагрузки;
- с отстройкой от броска тока намагничивания трансформаторов;
- с независимой или независимой характеристикой срабатывания;
- с пуском по напряжению;
- с комбинированным пуском по напряжению;
- с ускорением после включения;
- с действием на сигнал или отключение.

Функции определения направления мощности, учёта холодного пуска нагрузки и контроля БТН такие же, как и для МТЗ-1.

Для отстройки от пусковых токов нагрузки и повышения чувствительности токовых защит рассматриваемые ступени МТЗ могут быть дополнены пусковыми органами по напряжению. Возможен ввод пускового органа по линейным напряжениям и/или по напряжению обратной последовательности (комбинированный пуск).

Для ускорения действия защит после оперативного включения выключателя и в циклах АПВ для МТЗ-3 и МТЗ-4 имеется возможность ввода ускорения. Ускорение МТЗ вводится после пропадания сигнала "РПО" на время "Тву". Выдержка времени для ускорения задаётся уставкой "Тумтз". Время ввода ускорения и время его срабатывания задаются одинаковыми для всех ступеней.

Для согласования токовых защит со смежными элементами сети, имеющими защиты с токозависимыми характеристиками срабатывания, МТЗ-3 и МТЗ-4 можно также настроить на срабатывание по одной из шести доступных ТХС. Доступные типы характеристик приведены в Таблице 3.4.2. Пуск ступени МТЗ производится при токе  $1.1 \cdot I_{cp}$ , время возврата определяется уставкой "Твозв". При выборе ТХС уставка "Тср" игнорируется. Для всех характеристик расчётное время срабатывания:

- не превышает времени срабатывания при кратности тока, равной 20;
- не превышает 300 с.

При использовании максимальной токовой защиты в качестве защиты от перегрузки МТЗ-3 и МТЗ-4 могут быть заданы с действием на сигнал, а не на отключение.

Таблица 3.4.2 - Параметры срабатывания ТХС

Наименование характеристики	Время срабатывания	Время возврата
Инверсная	$TMS \cdot \left[ \frac{0.14}{\left(\frac{I}{I_{cp}}\right)^{0.02} - 1} \right]$	$T_{возв}$
Сильно инверсная	$TMS \cdot \left[ \frac{13.5}{\left(\frac{I}{I_{cp}}\right) - 1} \right]$	$T_{возв}$
Чрезвычайно инверсная	$TMS \cdot \left[ \frac{80}{\left(\frac{I}{I_{cp}}\right)^2 - 1} \right]$	$T_{возв}$
Длительно инверсная	$TMS \cdot \left[ \frac{120}{\left(\frac{I}{I_{cp}}\right) - 1} \right]$	$T_{возв}$
Круглая (РТВ-1)	$\frac{1}{30 \cdot \left(\frac{I}{I_{cp}} - 1\right)^3} + TMS$	$T_{возв}$

Технические параметры МТЗ-3 и МТЗ-4 приведены в Таблице 3.4.3.

Таблица 3.4.3 - Технические параметры МТЗ-3 и МТЗ-4

Наименование параметра	Диапазон значений	Дискретность задания	Заводское значение	Обозначение в меню
Уставка по току во вторичных величинах, А	0,1 – 200	0,01	10	I <sub>ср</sub>
Коэффициент возврата пусковых органов по току	0,5 – 0,99	0,01	0,95	k <sub>в</sub>
Уставка по времени срабатывания, с	0 – 300	0,01	0,5	T <sub>ср</sub>
Уставка по вводу ускорения, с	0,1 – 5	0,01	1	T <sub>ву</sub>
Уставка по времени срабатывания УМТЗ, с	0 – 10	0,01	0,1	T <sub>УМТЗ</sub>
Уставка по коэффициенту TMS (для ТХС), с	0,1 – 10	0,1	1	TMS
Время возврата (для ТХС), с	0 – 300	0,01	1	T <sub>возв</sub>
Угол максимальной чувствительности φ <sub>мч</sub> , град	0 – 359,9	0,1	45	φ <sub>мч</sub> МТЗ
Уставка по напряжению во вторичных величинах, В	0,2 – 100	0,1	50	U <sub>ср</sub>
Уставка по напряжению обратной последовательности во вторичных величинах, В	0,2 – 100	0,1	20	U <sub>2ср</sub>
Коэффициент возврата пусковых органов по напряжению	-	-	1,05	-
Кратность холодного пуска	1,5 – 10	0,1	3	k <sub>хп</sub>
Постоянная времени охлаждения, мин	1 – 120	1	30	T <sub>охл</sub> ХП
Постоянная времени нагрева, мин	1 – 120	1	60	T <sub>нагр</sub> ХП
Время блокировки от БТН, с	0,1 – 1	0,01	0,3	T <sub>блок</sub> БТН

### 3.4.5 Расчет параметров срабатывания токовой защиты МТЗ-3 и МТЗ-4

#### 1) Максимальная токовая защита линии.

Назначение: защита от многофазных КЗ на защищаемой линии и выполнение функции дальнего резервирования смежного участка. Ток срабатывания МТЗ выбирается по следующим условиям:

а) несрабатывания защиты при сверхтоках послеаварийных перегрузок, т.е. после отключения короткого замыкания на предыдущем элементе:

$$I_{\text{МТЗ}} \geq \frac{k_n \cdot k_{\text{сзп}}}{k_v} \cdot I_{\text{раб.макс}}$$

где  $k_n = 1.2$  - коэффициент надежности несрабатывания защиты;

$k_{\text{сзп}}$  - коэффициент самозапуска нагрузки;

$k_v$  - коэффициент возврата;

$I_{\text{раб.макс}}$  - максимальное значение рабочего тока защищаемого элемента, А.

б) по условию согласования чувствительности защит последующего (защищаемого) и предыдущих элементов:

$$I_{\text{МТЗ}} \geq \frac{k_{\text{согл}}}{k_{\text{токрасп}}} \cdot \left( \sum_1^n I_{\text{с.з.предмакс}(n)} + \sum_1^{N-n} I_{\text{раб.макс}(N-n)} \right),$$

где  $k_{\text{согл}} = 1.1$  - коэффициент надежности согласования;

$k_{\text{токрасп}}$  - коэффициент токораспределения;

$I_{\text{с.з.предмакс}(n)}$  - наибольшая из геометрических сумм токов срабатывания максимальных токовых защит параллельно работающих предыдущих элементов, А;

$I_{\text{раб.макс}(N-n)}$  - геометрическая сумма максимальных значений рабочих токов всех предыдущих элементов (N), за исключением тех, с защитами которых производится согласование (n), А.

Чувствительность МТЗ при питании от системы проверяется при питании при двухфазном КЗ и оценивается коэффициентом чувствительности:

$$k_{\text{ч1}} = \frac{I_{\text{КЗмин}}^{(2)}}{I_{\text{МТЗ}}} \geq 1.5,$$

где  $I_{\text{КЗмин}}^{(2)}$  - первичное значение тока в месте установки защиты при металлическом двухфазном КЗ в конце присоединения в режиме, обуславливающим наименьшее значение этого тока, А.

Чувствительность МТЗ при питании от распределенной генерации проверяется при трехфазном КЗ в установившемся режиме генератора и оценивается коэффициентом чувствительности:

$$k_{\text{ч1}} = \frac{I_{\text{КЗ}\infty}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ}}} \geq 1.5,$$

где  $I_{\text{КЗ}\infty}^{(3)}$  - ток через защиту при трехфазном КЗ в конце КЛ при питании от генератора в установившемся режиме (принимается в соответствии с РЭ / паспортом генератора), А.

Защита действует с выдержкой времени.

Выдержка времени защиты выбирается по условию селективности с защитами отходящих присоединений:

$$t_{\text{МТЗ}} = t_{\text{прис}} + \Delta t,$$

где  $t_{\text{прис}}$  - максимальная выдержка времени защиты отходящего присоединения, с;

$\Delta t$  - ступень селективности, с.

2) *Максимальная токовая защита трансформатора, линии – трансформатор.*

Назначение: защита от внешних многофазных КЗ и однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью, а также резервирование токовой отсечки трансформатора.

Ток срабатывания МТЗ выбирается по следующим условиям.

а) несрабатывания защиты при сверхтоках послеаварийных перегрузок, т.е. после отключения короткого замыкания на предыдущем элементе:

$$I_{\text{МТЗ}} \geq \frac{k_n \cdot k_{\text{сзп}}}{k_v} \cdot I_{\text{раб.макс}},$$

где  $k_n = 1.2$  - коэффициент надежности несрабатывания защиты;

$k_{\text{сзп}}$  - коэффициент самозапуска нагрузки;

$k_v$  - коэффициент возврата;

$k_{\text{сзп}} \cdot I_{\text{раб.макс}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot (z_{\text{смин}} + z_{\text{кл}} + z_{\text{тсн}} + z_{\text{дв}})}$  - максимальное значение рабочего тока защищаемого

элемента, А;

$z_{\text{смин}}$  - минимальное сопротивление питающей системы, Ом;

$z_{\text{дв}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot k_{\text{п}} \cdot I_{\text{н.тр}}}$  - суммарное пусковое сопротивление двигательной нагрузки секции 0,4 кВ,

Ом;

$k_{\text{п}}$  - кратность пускового тока двигателей.

б) несрабатывание при полной нагрузке трансформатора и пуске наиболее мощного электродвигателя:

$$I_{\text{МТЗ}} \geq k_n \cdot (I_{\text{раб.макс}} + I_{\text{пуск.макс}}),$$

где  $k_n = 1.2$  - коэффициент надежности несрабатывания защиты;

$I_{\text{раб.макс}} = I_{\text{н.тр}}$  - максимальное значение рабочего тока защищаемого элемента, А;

$I_{\text{пуск.макс}}$  - пусковой ток наиболее мощного двигателя, А.

в) несрабатывание защиты питающего секции 0,4 кВ трансформатора при действии устройства АВР секционного выключателя 0,4 кВ, подключающего к этой секции нагрузку другой секции, потерявшей питание:

$$I_{\text{МТЗ}} \geq k_n \cdot (I_{\text{сзп2}} + k'_n \cdot I_{\text{раб.макс1}});$$

где  $k_n = 1.2$  - коэффициент надежности несрабатывания защиты;

$k'_n$  - коэффициент, учитывающий увеличение тока двигателей не терявшей питание секции при снижении напряжения вследствие подключения самозапускающейся нагрузки другой секции;

$I_{сзп2}$  - максимальное значение тока самозапуска секции, потерявшей питание и включающейся от АВР, А;

$I_{раб.макс1}$  - максимальный рабочий ток не терявшей питание секции, А.

г) согласование по чувствительности последующей и предыдущей максимальной токовой защиты:

$$I_{МТЗ} \geq k_{согл} \cdot I_{с.з.пред}$$

где  $k_{согл}$  - коэффициент надежности согласования;

$I_{с.з.пред}$  - уставка срабатывания МТЗ РУ 0,4 кВ, приведенная с учетом коэффициента трансформации к стороне ВН трансформатора, А.

Чувствительность МТЗ проверяется при двухфазном и однофазном КЗ, при двухфазном и однофазном КЗ через переходное сопротивление на выводах 0,4 кВ трансформаторов при питании от системы в минимальном режиме в зоне основного действия и оценивается коэффициентом чувствительности:

$$k_{ч1} = \frac{I_{КЗмин}^{(2)}}{I_{МТЗ}} \geq 1.5,$$

где  $I_{КЗмин}^{(2)}$  - ток через защиту при двухфазном КЗ на шинах 0,4 кВ при питании от системы в минимальном режиме, А.

$$k_{ч2} = \frac{I_{КЗминR}^{(2)}}{I_{МТЗ}} \geq 1.2,$$

где  $I_{КЗминR}^{(2)}$  - ток через защиту при дуговом двухфазном КЗ на выводах 0,4 кВ трансформатора при питании от системы в минимальном режиме, А.

$$k_{ч3} = \frac{I_{КЗмин}^{(1)}}{I_{МТЗ}} \geq 1.5,$$

где  $I_{КЗмин}^{(1)}$  - ток через защиту при однофазном КЗ на выводах 0,4 кВ трансформатора при питании от системы в минимальном режиме, А.

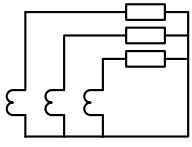
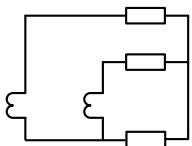
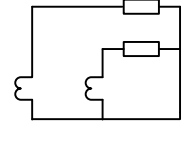
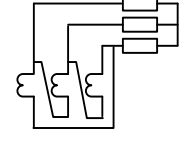
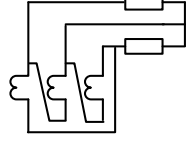
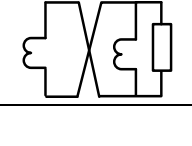
$$k_{ч4} = \frac{I_{КЗминR}^{(1)}}{I_{МТЗ}} \geq 1.2,$$

где  $I_{КЗминR}^{(1)}$  - ток через защиту при однофазном КЗ на выводах 0,4 кВ трансформатора через переходное сопротивление при питании от системы в минимальном режиме, А.

Значение переходного сопротивление на стороне 0,4 кВ можно принимать равным  $R_{пер} = 15$  мОм для любой точки КЗ в сети, независимо от ее удаленности. Данное допущение основано на том, что определяющим в величине переходного сопротивления является сопротивление дуги, а по мере удаления точки КЗ от трансформатора существенно увеличиваются сопротивления остальных элементов цепи КЗ в связи с этим влияние переходных сопротивлений на ток КЗ быстро уменьшается и их точный учет уже не имеет практического значения.

Для токовых защит трансформаторов со схемой соединения обмоток "заземленная звезда / треугольник" или "треугольник / заземленная звезда" коэффициенты чувствительности целесообразно определять по вторичным токам КЗ. Расчетным видом повреждения является двухфазное КЗ и однофазное КЗ на землю. В Таблице 3.4.4 приведены выражения для определения токов в реле защиты при повреждении с учетом схемы включения устройства.

Таблица 3.4.4 - Токи в защите на стороне ВН трансформатора при двухфазном КЗ и однофазном КЗ на стороне НН трансформатора

Схема соединения ТТ и защиты	Коэффициент схемы при симметричном КЗ	Токи в защите при двухфазном КЗ		Токи в защите при однофазном КЗ	
		Y/Y <sub>3</sub> -0	Y <sub>3</sub> /Δ-11	Y/Y <sub>3</sub> -0	Y <sub>3</sub> /Δ-11
	1	$\frac{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ}^{(3)}}{2 \cdot K_{ТТ}}$	$\frac{I_{КЗ}^{(3)}}{K_{ТТ}}$	$\frac{2I_{КЗ}^{(1)}}{3 \cdot K_{ТТ}}$	$\frac{I_{КЗ}^{(1)}}{\sqrt{3} \cdot K_{ТТ}}$
	1	$\frac{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ}^{(3)}}{2 \cdot K_{ТТ}}$	$\frac{0.5I_{КЗ}^{(3)}}{K_{ТТ}}$	$\frac{2I_{КЗ}^{(1)}}{3 \cdot K_{ТТ}}$	$\frac{I_{КЗ}^{(1)}}{\sqrt{3} \cdot K_{ТТ}}$
	1	$\frac{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ}^{(3)}}{2 \cdot K_{ТТ}}$	$\frac{I_{КЗ}^{(3)}}{K_{ТТ}}$	$\frac{I_{КЗ}^{(1)}}{3 \cdot K_{ТТ}}$	$\frac{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ}^{(3)}}{K_{ТТ}}$
	$\sqrt{3}$	$\frac{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ}^{(3)}}{K_{ТТ}}$	$\frac{1.5I_{КЗ}^{(3)}}{K_{ТТ}}$	не применяется	$\frac{2I_{КЗ}^{(1)}}{\sqrt{3} \cdot K_{ТТ}}$
	$\sqrt{3}$	$\frac{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ}^{(3)}}{2 \cdot K_{ТТ}}$	$\frac{1.5I_{КЗ}^{(3)}}{K_{ТТ}}$	не применяется	$\frac{I_{КЗ}^{(1)}}{\sqrt{3} \cdot K_{ТТ}}$
	$\sqrt{3}$	$\frac{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ}^{(3)}}{2 \cdot K_{ТТ}}$	не применяется (отказывает при КЗ фаз А и В)	не применяется (отказывает при КЗ фазы В)	не применяется (отказывает при КЗ фазы В и С)

Ток срабатывания в реле определяется по выражению:

$$I_{cp} = \frac{k_{cx}^{(3)} \cdot I_{MTЗ}}{K_{тт}}$$

где  $k_{cx}^{(3)}$  - коэффициент схемы трансформатора тока при симметричном режиме;

$K_{тт}$  - коэффициент трансформации трансформатора тока.

Схемы включения токовых защит, показанные в Таблице 3.4.4, имеют свою область применения, определяемую из условий наибольшей чувствительности к КЗ при наименьшем количестве реле.

Расчетные выражения в Таблице 3.4.4 составлены на основании векторных диаграмм полных токов в месте повреждения и после трансформации симметричных составляющих через трансформатор, представленных на Рисунках 3.4.4-3.4.6. Векторные диаграммы построены без учета токов нагрузки. Коэффициент трансформации при этом условно принят равным 1 для наглядности сравнения между собой полных фазных токов, проходящих по сторонам высшего и низшего напряжения трансформатора.

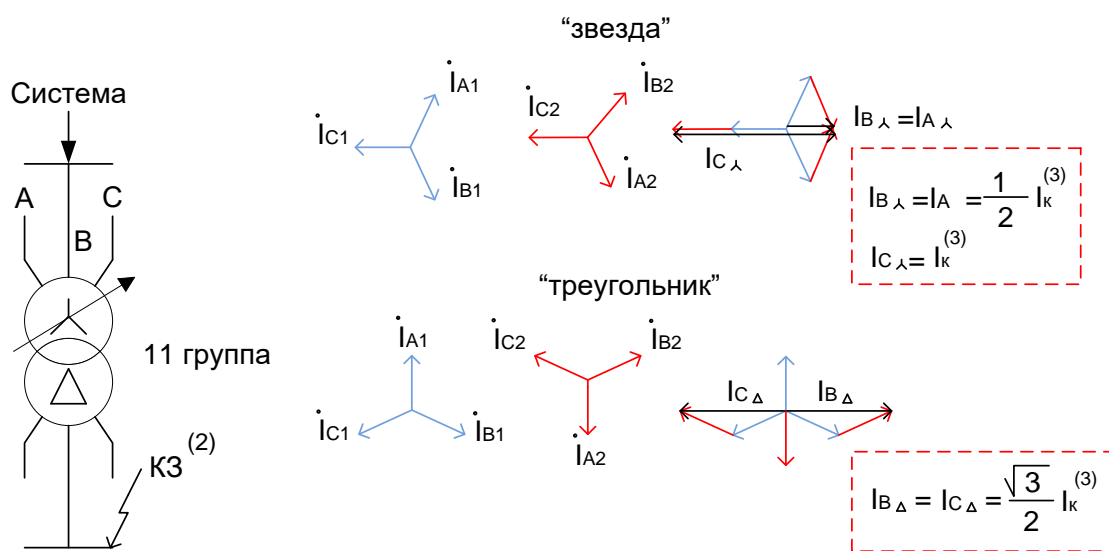


Рисунок 3.4.4 - Векторная диаграмма полных токов и симметричных составляющих при двухфазном КЗ на стороне НН трансформатора Y/Δ-11

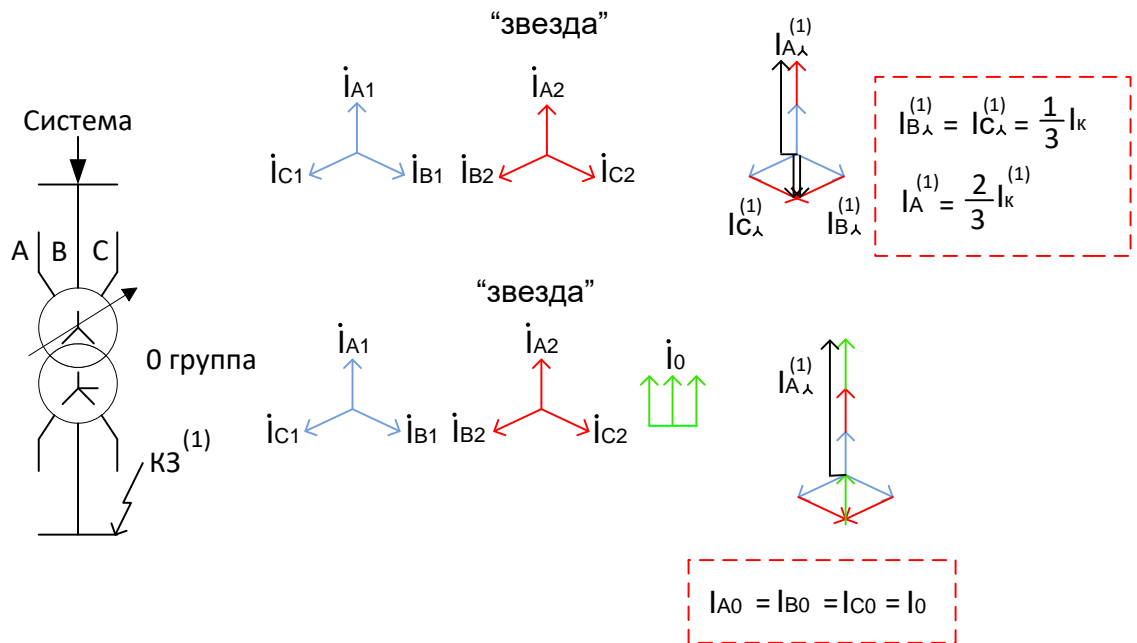


Рисунок 3.4.5 - Векторная диаграмма полных токов и симметричных составляющих при однофазном КЗ на стороне НН трансформатора Y/Yz-0

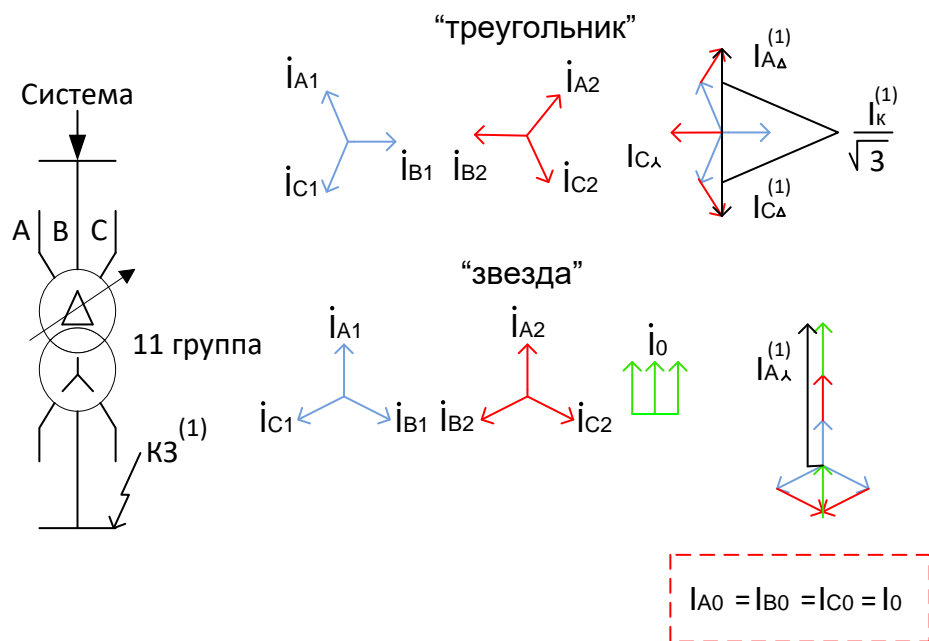


Рисунок 3.4.6 - Векторная диаграмма полных токов и симметричных составляющих при однофазном КЗ на стороне НН трансформатора Yz/Δ-11

Выдержка времени защиты выбирается по условию селективности с защитами отходящих присоединений:

$$t_{\text{МТЗ}} = t_{\text{прис}} + \Delta t,$$

где  $t_{\text{прис}}$  - максимальная выдержка времени защиты отходящего присоединения, с;

$\Delta t$  - ступень селективности, с.

3) Максимальная токовая защита вводного / секционного выключателя.

Назначение: защита шин и резервирование защит отходящих линий. Ток срабатывания МТЗ выбирается по следующим условиям.

а) по условию отстройки от тока нагрузки при действии АВР:

$$I_{\text{МТЗ}} \geq \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{сзп}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб}},$$

где  $k_{\text{н}} = 1.2$  - коэффициент надежности;

$k_{\text{сзп}}$  - коэффициент самозапуска нагрузки;

$k_{\text{в}}$  - коэффициент возврата;

$I_{\text{раб}}$  - максимальный рабочий ток присоединения, А.

б) по условию согласования чувствительности защит последующего (защищаемого) и предыдущих элементов:

$$I_{\text{МТЗ}} \geq \frac{k_{\text{согл}}}{k_{\text{токрасп}}} \cdot \left( \sum_1^n I_{\text{с.з.предмакс}(n)} + \sum_1^{N-n} I_{\text{раб.макс}(N-n)} \right),$$

где  $k_{\text{согл}}$  - коэффициент надежности согласования;

$k_{\text{токрасп}}$  - коэффициент токораспределения;

$I_{\text{с.з.предмакс}(n)}$  - наибольшая из геометрических сумм токов срабатывания максимальных токовых защит параллельно работающих предыдущих элементов, А;

$I_{\text{раб.макс}(N-n)}$  - геометрическая сумма максимальных значений рабочих токов все предыдущих элементов (N), за исключением тех, с защитами которых производится согласование (n), А.

Для повышения чувствительности к КЗ в режиме ближнего и дальнего резервирования защиту допустимо выполнить с минимальным пуском по напряжению или скомбинированным пуском по напряжению, тогда ток срабатывания защиты выбирается по условию отстройки от тока нагрузки:

$$I_{\text{МТЗ}} \geq \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб}},$$

Первичное напряжение срабатывание для минимального реле выбирается исходя из:

а) обеспечения возврата реле после отключения внешнего КЗ:

$$U_{\text{МТЗ}} = \frac{U_{\text{мин}}}{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{в}}},$$

где  $U_{\text{мин}}$  - междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ, кВ.

б) отстройка от напряжения самозапуска при включении от АВР заторможенных двигателей:

$$U_{\text{МТЗ}} = \frac{U_{\text{зап}}}{k_{\text{отс}}},$$

где  $U_{\text{зап}}$  - междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки при включении их от АПВ или АВР, кВ.

По вышеуказанным расчетным условиям уставка срабатывания реле минимального действия принимается на уровне:

$$U_{\text{МТЗ}} = (0.5 \div 0.6) \cdot U_{\text{ном}}.$$

Первичное напряжение срабатывания фильтра-реле напряжений обратной последовательности комбинированного пуска напряжения выбирается по следующей формуле:

$$U_{2\text{МТЗ}} = 0.06 \cdot U_{\text{ном}}.$$

Чувствительность реле минимального напряжения, включенного на междуфазное напряжение минимального пуска напряжения:

$$k_{\text{чU}} = \frac{U_{\text{МТЗ}}}{U_{\text{з\text{мак}}}},$$

где  $U_{\text{з\text{мак}}}$  - первичное значение междуфазного напряжения в месте установки защиты при трёхфазном КЗ в расчётной точке в режиме, обуславливающим наибольшее значение этого напряжения, кВ;

Чувствительность фильтра-реле напряжения обратной последовательности комбинированного пуска напряжения:

$$k_{\text{ч2U}} = \frac{U_{2\text{мин}}}{U_{2\text{МТЗ}}},$$

где  $U_{2\text{мин}}$  - первичное значение междуфазного напряжения обратной последовательности в месте установки защиты при металлическом КЗ между двумя фазами в расчетной точке в режиме, обуславливающим наименьшее значение этого напряжения, кВ.

Чувствительность МТЗ проверяется при двухфазном КЗ при питании от системы в минимальном режиме в зоне основного действия и оценивается коэффициентом чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗмин}}^{(2)}}{I_{\text{МТЗ}}}$$

где  $I_{\text{КЗмин}}^{(2)}$  - периодическая слагающая тока через защиту при металлическом коротком замыкании между двумя фазами на секции в минимальном режиме, А.

В соответствии с НТД как для реле тока, так и для реле напряжения требуется обеспечить наименьший коэффициент чувствительности:

- при выполнении защитой функций основной защиты шин - около 1.5 (КЗ на шинах);
- при выполнении защитой функций резервирования - около 1.2.

Защита действует с выдержкой времени, которая выбирается по условию селективности с защитами отходящих присоединений:

$$t_{\text{МТЗ}} = t_{\text{прис}} + \Delta t,$$

где  $t_{\text{прис}}$  - максимальная выдержка времени защиты отходящего присоединения, с;

$\Delta t$  - ступень селективности, с.

#### 4) Защита от перегрузки линии / трансформатора / двигателя.

Назначение: сигнализация симметричных перегрузок линии / трансформатора / двигателя.

Ток срабатывания защиты от перегрузки определяется по выражению:

$$I_{\text{ЗП}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном}},$$

где  $k_{\text{отс}} = 1.2/1.05$  - коэффициент отстройки при действии на отключение / на сигнал;

$k_{\text{в}}$  - коэффициент возврата;

$I_{\text{ном}}$  - номинальный ток линии / трансформатора / двигателя, А.

Защита трансформатора действует на сигнал с выдержкой времени около 9-10 с. Защита линии может действовать на сигнал или отключение линии с выдержкой времени, отстроенной от собственной МТЗ. Защита двигателя может действовать на сигнал или отключение с выдержкой времени отстроенной от тока самозапуска двигателя. Характер действия защиты определяется в процессе наладки.

### 3.4.6 Защита от однофазных замыканий на землю. Способы выполнения заземления нейтралей в сетях 6–35 кВ

Однофазные замыкания на землю являются преобладающим видом повреждений в электрических сетях 6–35 кВ.

Режимы заземления нейтрали определяют характер происходящих при ОЗЗ электромагнитных процессов, степень опасности разновидностей ОЗЗ, ущербы от их последствий, условия безопасности людей и животных, находящихся вблизи места замыкания на землю, требования к защите от ОЗЗ, принципы выполнения защиты и способы её действия. Токи при ОЗЗ обуславливаются емкостными проводимостями между фазными проводниками сети и "землей". Поэтому величины токов повреждения при ОЗЗ в значительной степени зависят от используемого способа заземления нейтрали. В электрических сетях 6–35 кВ получили распространение несколько способов заземления нейтрали, которые рассмотрены далее. Принятые в настоящее время режимы работы нейтрали в сетях 6–35 кВ в некоторых случаях предоставляют возможность ограниченной по времени работы сети при наличии в ней ОЗЗ.

К таким режимам заземления нейтрали относятся:

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

Может быть использован также комбинированный режим заземления нейтрали, представляющий собой сочетание резонансного и высокоомного заземления нейтрали.

**Изолированная нейтраль** применяется в сетях 6–35 кВ при емкостных токах ОЗЗ, не превышающих 10 А. Указанное предельное значение суммарного тока ОЗЗ, при котором допускается работа сети с изолированной нейтралью, определено из условия самопогашения дуги тока ОЗЗ, принятого ещё в тридцатых годах. В соответствии с этим режим изолированной нейтрали применяется в основном в воздушных сетях 6–10 кВ, имеющих большие запасы прочности по изоляции, при соответствующей эксплуатации и принятии мер для исключения феррорезонансных процессов.

**Резонансное заземление нейтрали** через дугогасящий реактор (компенсация емкостного тока ОЗЗ) должна применяться во всех случаях, когда суммарный емкостной ток электрической сети превышает предельные для режима с изолированной нейтралью значения. Несмотря на, казалось бы, очевидные преимущества резонансного заземления нейтрали, опыт эксплуатации показывает, что большое число сетей с компенсированной нейтралью имеют показатели

эффективности, сопоставимые или даже худшие, чем сети с изолированной нейтралью. Основными причинами такого положения в сетях с компенсированной нейтралью, как правило, являются следующие:

- отсутствие в компенсированных сетях устройств автоматической настройки компенсации или их недостаточное техническое совершенство, в результате настройка ДГР может существенно отличаться от резонансной;

- несимметрия сетей (главным образом, воздушных) по фазным емкостным проводимостям на землю;

- большие значения остаточного тока в месте ОЗЗ при больших значениях емкостного тока из-за влияния некомпенсируемых ДГР активной составляющей и высших гармоник;

- недостаточное техническое совершенство устройств защиты и селективной сигнализации ОЗЗ, приводящее к необходимости искусственного увеличения остаточного тока в месте повреждения для обеспечения требуемой устойчивости их функционирования или уменьшения времени поиска повреждённого участка.

При резонансной настройке ДГР остаточный ток ОЗЗ в месте повреждения содержит только некомпенсируемые активную составляющую и высшие гармоники.

***Заземление нейтрали через резистор*** применяется в зарубежных странах в электрических сетях среднего напряжения. Различают два варианта заземления нейтрали через резистор: *высокоомное* и *низкоомное*.

При *высокоомном заземлении нейтрали* сопротивление заземляющего резистора выбирается в  $(1 \div 2)$  раза больше суммарного емкостного сопротивления сети. При таком выборе сопротивления заземляющего резистора эффект накопления зарядов в фазах сети при дуговом перемежающемся ОЗЗ сводится к минимуму, и перенапряжения на неповреждённых фазах при повторных зажиганиях дуги не превышают значений  $(2.4 \div 2.5) \cdot U_{ф.ном}$ .

При *низкоомном заземлении нейтрали* через резистор минимальное 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.

В зависимости от параметров электрической сети и линий условия устойчивости функционирования токовых защит нулевой последовательности обеспечиваются при значениях тока ОЗЗ от десятков до сотен ампер. Для исключения возможности возникновения дуговых

перемежающихся ОЗЗ минимальное значение тока замыкания должно быть не менее 100 А. При таких значениях тока ОЗЗ защита от этого вида повреждений должна действовать только на отключение.

Максимально допустимое значение тока ОЗЗ ограничивается условием недопущения серьёзных повреждений элементов сети за время действия защиты.

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

Иногда используется сочетание резонансного и высокоомного режима заземления нейтрали, в котором осуществляется шунтирование ДГР резистором.

Применение высокоомного резистора, шунтирующего ДГР, приводит к прекращению биений напряжения на фазах после погасания дуги даже при достаточно больших расстройках компенсации и уменьшает кратности перенапряжений на неповреждённых фазах. К достоинствам этого режима заземления относится также улучшение режима работы сети с большой несимметрией емкостей фаз на землю. Недостатком является некоторое увеличение тока в месте повреждения и вероятности повторных зажиганий дуги.

### **3.4.7 Принципы выполнения защит от однофазных замыканий на землю**

Защиты от ОЗЗ выполняются, реагирующими на токи и напряжения нулевой последовательности. Целесообразность использования составляющих нулевой последовательности определяется тем, что в симметричной системе они отсутствуют в рабочих режимах и при междуфазных КЗ, а появляются только при замыканиях фаз на землю. Такое выполнение защит от ОЗЗ обеспечивает значительное повышение их чувствительности.

В трёхфазной сети переменного тока при нормальной работе по фазам протекают токи нагрузки, а также токи, обусловленные емкостями фаз на землю. Токи, обусловленные активными проводимостями фаз сети на землю, 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. Ёмкости и активные проводимости между фазами сети не влияют на установившиеся значения электрических величин нулевой последовательности.

Если пренебречь падением напряжения в продольных сопротивлениях ЛЭП и источника питания от токов нагрузки и емкостных токов, то напряжение во всех точках сети по отношению к нейтрали можно считать одинаковыми и равными фазным ЭДС источника питания. В симметричной трёхфазной сети смещение нейтрали равно нулю.

При металлическом замыкании на землю какой-либо фазы напряжение на нейтрали становится равным по величине и противоположным по фазе напряжению повреждённой фазы по отношению к нейтрали. При металлическом ОЗЗ на одной из фаз напряжения на неповреждённых фазах по отношению к земле повышаются до междуфазных (Рисунок 3.4.7).

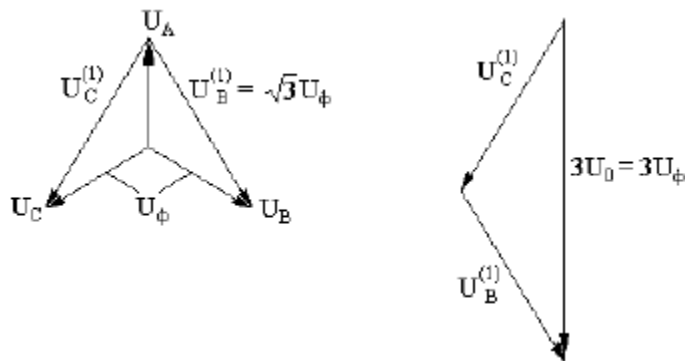


Рисунок 3.4.7 - Векторная диаграмма напряжений при однофазном замыкании на землю

При металлическом ОЗЗ на одной из фаз напряжение нулевой последовательности (сумма напряжений трёх фаз по отношению к земле) равно утроенному фазному напряжению. Так как падения напряжения от токов нагрузки и емкостных токов в продольных сопротивлениях ЛЭП и источника питания ничтожно малы по сравнению с падениями напряжения на емкостных сопротивлениях, напряжение  $3U_0$  в установившемся режиме ОЗЗ практически одинаково в любой точке электрически связанной сети и не зависит от положения места повреждения в сети (за исключением повреждений в обмотках электрических машин и трансформаторов). Появление напряжения  $3U_0$  и изменение фазных напряжений по отношению к земле используются для выполнения общей (неселективной) сигнализации ОЗЗ и контроля изоляции фаз сети по отношению к земле или общей неселективной защиты от ОЗЗ.

Для построения селективных защит от ОЗЗ используют принцип контроля распределения токов нулевой последовательности, возникающих при ОЗЗ. Для получения информации о токе нулевой последовательности, протекающем по контролируемой цепи, могут быть использованы или специальные трансформаторы тока нулевой последовательности, или трёхтрансформаторный фильтр токов нулевой последовательности, в качестве которого может быть использован нулевой провод схемы соединения трансформаторов тока "полная звезда" (Рисунок 3.4.8). Предпочтительным является использование ТТНП, поскольку их точность работы выше, но конструктивно они могут использоваться только на кабельных линиях или при наличии кабельной вставки для подключения воздушной. При использовании трёхтрансформаторного фильтра необходимо учитывать значительный небаланс,

обусловленный погрешностями используемых трансформаторов тока. По этой причине трёхтрансформаторные фильтры используются практически только на линиях 35 кВ.

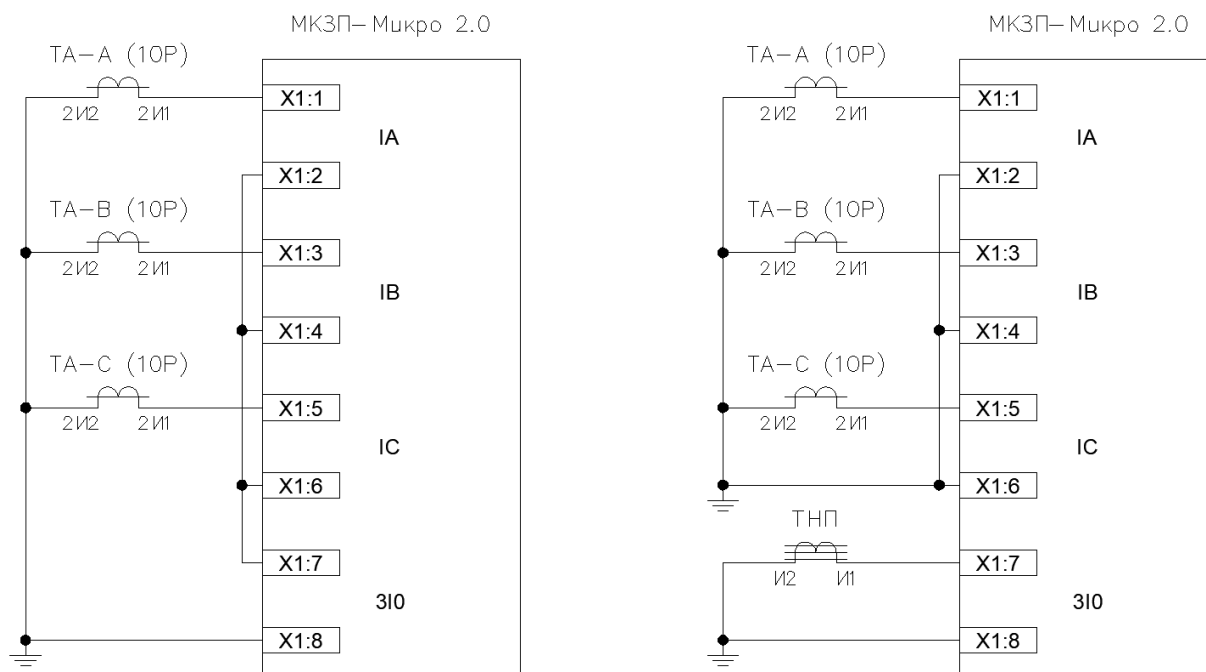


Рисунок 3.4.8 - Схемы подключения входов для измерения тока нулевой последовательности

При ОЗЗ распределение токов нулевой последовательности позволяет различать ОЗЗ на защищаемом присоединении и вне его. При ОЗЗ на защищаемом присоединении через ТТНП протекает ток, обусловленный суммарной ёмкостью всей сети, за исключением ёмкости самого повреждённого присоединения. При ОЗЗ вне защищаемого присоединения ток, протекающий через его ТТНП, определяется ёмкостью этого присоединения.

Принцип действия селективной токовой защиты нулевой последовательности основан на измерении значений тока  $3I_0$  в защищаемом присоединении с заданной постоянной величиной (током срабатывания защиты) при внутренних и внешних ОЗЗ. Для объектов с достаточно большим числом присоединений, как правило, суммарный ток ОЗЗ больше емкостного тока контролируемого присоединения. Для таких объектов ток  $3I_0$  при ОЗЗ в повреждённом присоединении всегда больше, чем в любом из неповреждённых. Сравнивая значения токов  $3I_0$  во всех присоединениях защищаемого объекта между собой, можно определить повреждённое присоединение. Этот способ определения присоединения с ОЗЗ может быть использован для построения централизованной токовой защиты "относительного замера".

Для выявления повреждённого присоединения можно также использовать фазовые соотношения напряжения  $3U_0$  и тока  $3I_0$ . При выбранном условно положительном направлении

токов нулевой последовательности от шин в линию ток  $3I_0$  в повреждённом присоединении отстаёт, а в неповреждённом опережает напряжение  $3U_0$  на угол  $90^\circ$ .

Измеряя фазу тока  $3I_0$  по отношению к напряжению  $3U_0$  (то есть, определяя знак и соответственно направление передачи мощности нулевой последовательности в защищаемом присоединении при выбранных положительных направлениях тока в линиях) можно определить направление, в котором находится ОЗЗ. Такой способ определения повреждённого присоединения используется в токовой направленной защите от ОЗЗ. Фазы токов  $3I_0$  в повреждённом и неповреждённом присоединениях всегда противоположны. Сравнивая фазы токов  $3I_0$  во всех присоединениях защищаемого объекта между собой, можно определить повреждённое присоединение. Этот способ используется для построения централизованной токовой направленной защита относительного замера.

### 3.4.8 Функция защиты от однофазных замыканий на землю

Земляная защита предназначена для защиты от однофазных замыканий на землю. Предусмотрено две ступени от ОЗЗ, каждая из которых содержит орган направления мощности нулевой последовательности и может быть настроена в следующих конфигурациях:

- ненаправленная защита по току;
- ненаправленная защита по току с пуском по напряжению;
- сигнализация ОЗЗ по напряжению нулевой последовательности;
- направленная защита;
- с действием на сигнал или отключение.

Область срабатывания органа направления мощности задаётся, как и у МТЗ, углом максимальной чувствительности  $\varphi_{мч}$ . При этом область срабатывания определяется диапазоном  $-90^\circ \leq \varphi_{мч} \leq +90^\circ$ , что составляет  $180^\circ$ . Отсчет вышеупомянутых углов ведется от оси вектора  $3U_0$  против часовой стрелки (Рисунок 3.4.9). Определение угла между током и напряжением блокируется при  $3U_0 \leq 15$  В и  $3I_0 \leq 15$  мА (вторичные значения). При использовании расчётного тока нулевой последовательности определение угла осуществляется при токах свыше 0,2 А (вторичные значения).

При неисправностях в цепях напряжения токовая защита с пуском по напряжению переводится в токовый режим, а работа направленной защиты блокируется.

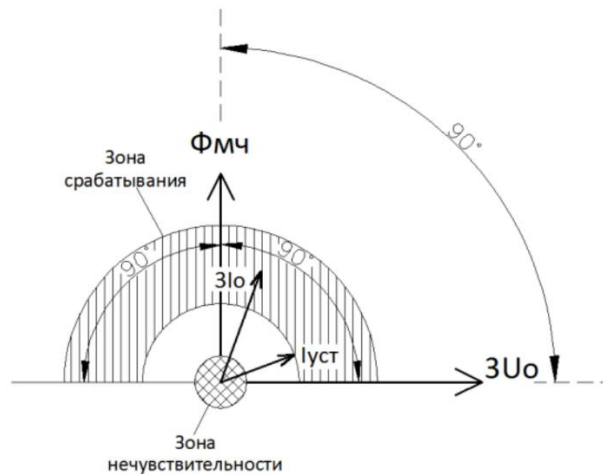


Рисунок 3.4.9 - Определение направленности мощности нулевой последовательности

Технические параметры представлены в Таблице 3.4.5.

Таблица 3.4.5 - Технические параметры 33-1 и 33-2

Наименование параметров	Диапазон значений	Дискретность задания	Заводское значение	Обозначение в меню
Уставка по току в первичных величинах, А	0,05 – 300,00	0,01	0,5	$I_{cp}$
Коэффициент возврата пусковых органов по току	-	-	0,95	-
Уставка по времени срабатывания, с	0 – 300	0,01	1	$T_{cp}$
Угол максимальной чувствительности $\varphi_{мч}$ , град	0 – 359,9	0,1	90	$\varphi_{мч}$ 33
Уставка по напряжению во вторичных величинах, В	0,2 – 100	0,1	30	$U_{cp}$
Коэффициент возврата пусковых органов по напряжению	-	-	1,05	-

### 3.4.9 Расчет параметров срабатывания защиты от однофазных замыканий на землю

1) *Ненаправленная защита по току / ненаправленная защита по току с пуском по напряжению.*

Назначение: защита от однофазных замыканий на землю в сетях с изолированной нейтралью / резистивным заземлением нейтрали. Ток срабатывания защиты от ОЗЗ:

$$I_{OЗЗ} = k_n \cdot k_{бр} \cdot I_{сфидмах}$$

где  $k_n$  - коэффициент надежности;

$k_{бр}$  - коэффициент броска, учитывающий бросок емкостного тока в момент ОЗЗ;

$I_{сфидмах} = I_{сл} = I_{сс} \cdot I_{кл} \cdot m$  - максимальный емкостной ток защищаемого фидера, А или

$I_{\text{фидмакс}} = I_{\text{сдв}} + I_{\text{сл}}$  - максимальный емкостной ток защищаемого фидера, питаемого двигатель, А;

$I_{\text{сдв}} = 0.017 \cdot S_{\text{ном}}$  - собственный емкостной ток двигателя для сети 6 кВ, А;

$I_{\text{сдв}} = 0.03 \cdot S_{\text{ном}}$  - собственный емкостной ток двигателя для сети 10 кВ, А;

$S_{\text{ном}}$  - номинальная мощность двигателя, МВА;

$I_{\text{сс}}$  - емкостной ток линии, А/км;

$l_{\text{кл}}$  - длина кабельной линии, км;

$m$  - число кабелей в линии.

Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\Sigma\text{с}}}{I_{\text{ОЗЗ}}} \geq 1.2 \div 1.5,$$

где  $I_{\Sigma\text{с}}$  - суммарный емкостной ток сети за исключением емкостного тока поврежденного присоединения, А.

Напряжение срабатывания защиты от ОЗЗ выбирается из условий:

а) отстройки от максимального напряжения небаланса фильтра напряжения нулевой последовательности:

$$U_{\text{онбмакс}} = \frac{f_{\text{U}} \cdot U_{\text{ф.ном}}}{2},$$

где  $f_{\text{U}}$  - погрешность ТН (принимается, что во всех режимах работы ТН погрешность дополнительной обмотки соответствует классу точности 6Р, т.е.  $f_{\text{U}} = 0.06$ ), о.е;

$U_{\text{ф.ном}}$  - фазное напряжение сети, кВ.

б) отстройки от максимального напряжения небаланса, обусловленного несимметрией емкостей фаз сети относительно земли:

$$U_{\text{N}} = \alpha_{\text{нес}} \cdot U_{\text{ф.ном}},$$

где  $\alpha_{\text{нес}}$  - степень емкостной несимметрии сети.

в) отстройки от максимального напряжения, появляющегося в сети при КЗ на землю в сети с глухозаземленной нейтралью или ОЗЗ в смежной сети с не глухозаземленной нейтралью:

$$U_{\text{он}} = \frac{k \cdot U_{\text{0В}} \cdot C_{\text{т.0}}}{C_{\text{т.0}} + C_{\text{0}\Sigma}},$$

где  $k$  - коэффициент, учитывающий режим нейтрали (при изолированной нейтрали  $k = 1$ );

$U_{0B}$  - напряжение нулевой последовательности со стороны высшего напряжения при КЗ на землю или ОЗЗ, В;

$C_{т.0}$  - емкость между обмотками трансформатора, Ф;

$C_{0\Sigma}$  - суммарная емкость сети относительно земли, Ф.

Защита может выполняться как с выдержкой времени и действовать на сигнал, так и на отключение без выдержки времени. Выбор действия определяется требованиями к защищаемому оборудованию.

2) *Направленная защита по току / ненаправленная защита по току с пуском по напряжению.*

Назначение: защита от однофазных замыканий на землю в сетях с изолированной нейтралью / нейтралью, заземленной через высокоомное сопротивление.

Защита реагирует на ток  $3I_{0c}$ , протекающий через защиту, и напряжение  $3U_0$  на шинах и угол между ними. Угол между током и напряжением  $3I_{0c}$  и  $3U_0$  зависит от места замыкания на землю. При замыкании на землю на защищаемой линии ток опережает напряжение. При наличии в токе только емкостной составляющей  $\varphi_p = -90^\circ$ ; если в сети есть трансформаторы с резистивно-заземленной нейтралью, то этот угол уменьшается. Ток, содержащий активную составляющую при разном его доле в токе  $3I_{0c}$ , показаны пунктирной линией. При замыкании вне защищаемой линии через защиту протекает ток  $3I_{0c}$  защищаемого присоединения. Этот ток не попадает в область срабатывания (Рисунок 3.4.10).

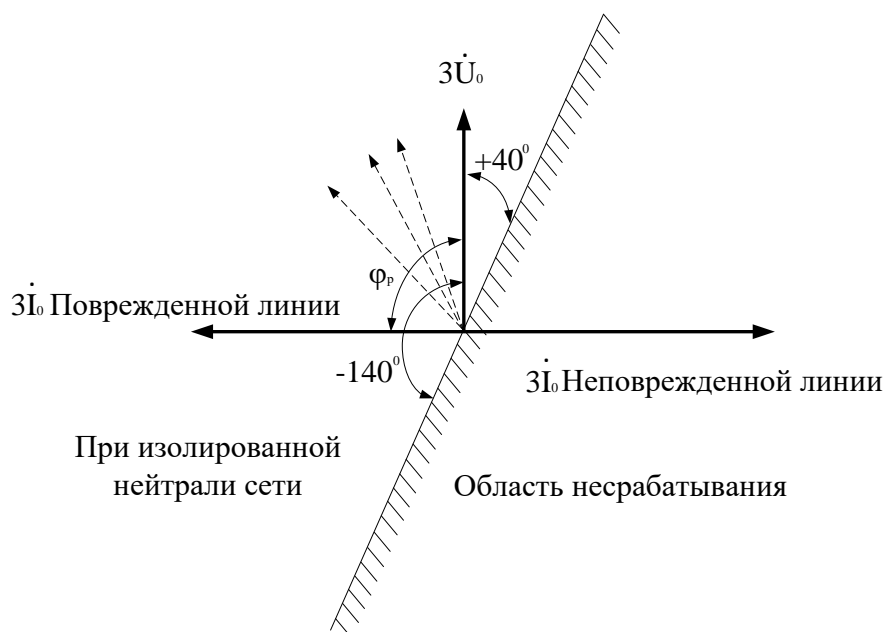


Рисунок 3.4.10 - Векторная диаграмма токов и напряжений нулевой последовательности при ОЗЗ

Направленная защита по принципу действия не требует отстройки от собственного емкостного тока защищаемого присоединения.

Ток срабатывания выбирается из условия отстройки от тока небаланса, обусловленного несимметрией фаз защищаемой линии.

В общем случае ток срабатывания защиты может быть выбран из условия обеспечения чувствительности по следующему выражению:

$$I_{\text{ОЗЗ}} \leq \frac{I_{\Sigma c} - I_{\text{сфидмах}}}{k_{\text{ч}}},$$

где  $I_{\Sigma c}$  - суммарный емкостной ток сети, А;

$I_{\text{сфидмах}}$  - емкостной ток защищаемого фидера, А;

$k_{\text{ч}} = 2$  - коэффициент чувствительности.

Напряжение срабатывания защиты от ОЗЗ выбирается из условий:

а) отстройки от максимального напряжения небаланса фильтра напряжения нулевой последовательности:

$$U_{\text{0нбмакс}} = \frac{f_U \cdot U_{\text{ф.ном}}}{2},$$

где  $f_U$  - погрешность ТН (принимается, что во всех режимах работы ТН погрешность дополнительной обмотки соответствует классу точности 6Р, т.е.  $f_U = 0.06$ ), о.е.

б) отстройки от максимального напряжения небаланса, обусловленного несимметрией емкостей фаз сети относительно земли:

$$U_N = \alpha_{\text{нес}} \cdot U_{\text{ф.ном}},$$

где  $\alpha_{\text{нес}}$  - степень емкостной несимметрии сети.

в) отстройки от максимального напряжения, появляющегося в сети при КЗ на землю в сети с глухозаземленной нейтралью или ОЗЗ в смежной сети с не глухозаземленной нейтралью:

$$U_{0н} = \frac{k \cdot U_{0В} \cdot C_{\text{т.0}}}{C_{\text{т.0}} + C_{0\Sigma}},$$

где  $U_{0В}$  - напряжение нулевой последовательности со стороны высшего напряжения при КЗ на землю или ОЗЗ, В;

$C_{\text{т.0}}$  - емкость между обмотками трансформатора, Ф.

### 3) Сигнализация ОЗЗ по напряжению нулевой последовательности.

Назначение: фиксация факта возникновения ОЗЗ по напряжению нулевой последовательности. Защита от замыканий на землю срабатывает по факту появления напряжения нулевой последовательности  $3U_0$ . Параметры срабатывания отстраиваются от напряжения небаланса, как правило, можно принять напряжение срабатывания  $3U_{0cp} = 40$  В.

Защита действует на сигнал с выдержкой времени  $t_{c,з} = 1$  с.

### 3.4.10 Защита минимального напряжения

ЗМН предназначена для обеспечения надёжной работы ответственных потребителей при недопустимом снижении напряжения в электрической сети. Значительное снижение возможно при близких коротких замыканий или при значительных перегрузках. В таких режимах защита производит отключение неответственных присоединений, что позволяет сохранить питание и запуск ответственной нагрузки.

Предусмотрено две ступени ЗМН, каждая из которых может быть настроена в следующих конфигурациях:

- с блокировкой по дискретному входу;
- с блокировкой от пуска МТЗ-3 и МТЗ-4;
- с действием на сигнал или отключение.

Защита срабатывает при снижении всех линейных напряжений ниже уставки срабатывания. Для исключения неселективного отключения вводных присоединений при КЗ на отходящих линиях небольшой протяжённости, возможен ввод блокировки при пуске токовых защит. При неисправностях в цепях напряжения ступени ЗМН блокируются.

Технические параметры ЗМН приведены в Таблице 3.4.6.

Таблица 3.4.6 - Технические параметры ЗНМ-1 и ЗНМ-2

Наименование параметра	Диапазон значений	Дискретность задания	Заводское значение	Обозначение в меню
Уставка по напряжению во вторичных величинах, В	0,2 – 100	0,1	60	$U_{cp}$
Коэффициент возврата пусковых органов	-	-	1,05	-
Уставка по времени срабатывания	0 – 300	0,01	1	$T_{cp}$

### 3.4.11 Расчет параметров срабатывания защиты минимального напряжения

Назначение защиты зависит от присоединения, на котором защита реализуется. Для двигателей защита предназначена для отключения не ответственных двигателей для обеспечения самозапуска ответственных. На вводных выключателях защита предназначена для пуска АВР при исчезновении питания на секции.

#### 1) Защита минимального напряжения двигателя.

Защита минимального напряжения является общей для всех электродвигателей секции. Защита имеет две ступени по напряжению и выдержек времени.

Первая ступень защиты предназначена для отключения неответственных электродвигателей, не участвующих в самозапуске, для обеспечения процесса самозапуска электродвигателей ответственных механизмов.

Вторая ступень защиты предназначена для отключения всех электродвигателей при длительном исчезновении напряжения по условиям технологического процесса и техники безопасности.

Список электродвигателей, отключаемых от первой и второй ступеней защиты минимального напряжения, согласовывается с эксплуатирующей организацией.

Уставки срабатывания по напряжению и времени первой ступени ЗМН:

$$U_{cp} = 0.7 \cdot U_{ном},$$

$$t_{cp} = 0.5 \div 1.0 \text{ с.}$$

Уставки срабатывания по напряжению и времени второй ступени ЗМН:

$$U_{cp} = 0.5 \cdot U_{ном},$$

$$t_{cp} = 3 \div 10 \text{ с.}$$

#### 2) Защита минимального напряжения линии.

Уставки срабатывания по напряжению и времени ступени ЗМН принимают:

$$U_{cp} = 0.7 \cdot U_{ном},$$

$$t_{cp} = 0.5 \div 1.0 \text{ с.}$$

#### 3) Защита минимального напряжения вводного выключателя.

Защита предназначена для пуска АВР при исчезновении питания на секции. Уставки срабатывания по напряжению ступени ЗМН принимают:

$$U_{cp} = 0.25 \div 0.35 \cdot U_{ном}$$

Выдержка времени защиты принимается на ступень больше выдержек времени защит присоединений, при КЗ в зоне действия которых напряжение на резервируемых шинах снижается до напряжения срабатывания защиты.

### 3.4.12 Логическая защита шин

ЛЗШ предназначена для ликвидации КЗ на сборных шинах без выдержки времени. Для этого сигналы от пусковых органов МТЗ нижестоящих присоединений заводятся на дискретные входы вышестоящих защит в качестве входных сигналов "ДВ ЛЗШ1" и "ДВ ЛЗШ2". В зависимости от типа ЛЗШ эти сигналы:

- блокирует действие ЛЗШ при параллельной схеме;
- разрешают действие защиты при последовательной схеме.

Отключение вводного выключателя осуществляется по истечении регулируемой выдержки времени "Тлзш" в случае наличия сигналов пусков МТЗ вводных присоединений и отсутствии блокировки от устройств отходящих присоединений.

При длительном наличии логической единицы на входе для параллельной схемы и отсутствии сигнала для последовательной схемы, формируется сигнал неисправности "Неиспр ЛЗШ".

Технические параметры защиты приведены в Таблице 3.4.7.

Таблица 3.4.7 - Технические параметры ЛЗШ

Наименование параметра	Диапазон значений	Дискретность задания	Заводское значение	Обозначение в меню
Уставка по времени срабатывания, с	0 – 10	0,01	0,2	T <sub>ср</sub>
Уставка по току во вторичных величинах, А	0,1 – 200	0,01	10	I <sub>ср</sub>

### 3.4.13 Расчет параметров срабатывания ЛЗШ

Уставки по току ЛЗШ принимаются аналогичными уставкам МТЗ соответствующего присоединения (питающего).

Уставка по времени ЛЗШ, как правило, определяется исходя из компромисса между обнаружением повреждения, надежным блокированием ступени ЛЗШ от фидерных защит, но исключения появления значительных разрушений в ячейке:

$$t_{\text{лзш}} = 0.2 \text{ с.}$$

### 3.4.14 Дуговая защита

Дуговая защита предназначена для выявления и ликвидации коротких замыканий в распределительных устройствах, сопровождающихся горением электрической дуги. Для этого в устройстве предусмотрены три входа для подключения датчиков дуговой защиты – фотодиодных или оптоволоконных.

Дуговая защита может быть выполнена как с пуском по току, так и с пуском по напряжению. При этом пусковой орган напряжения действует в случае снижения хотя бы одного линейного напряжения ниже заданной уставки. Пуск по напряжению блокируется при неисправностях в цепях напряжения (наличие сигнала "Неиспр ЦН").

Датчики дуговой защиты ДЗ-1 и ДЗ-2 включены в цепь сигнала "Откл СШ от ДЗ", который может быть сконфигурирован на любое выходное реле устройства.

В зависимости от места установки датчика дуговой защиты, ДЗ-3 может быть включен в цепь сигнала "ЗДЗ", действующего на отключение собственного выключателя или в цепь сигнала "Откл СШ от ДЗ". Кроме того, формирование сигнала "ЗДЗ" может осуществляться с пуском по току.

**Замечание:** Для типов присоединений, заданных как "ОЛ", "ВВ" или "ТН" появление сигнала "ОТКЛ 1СШ от ДЗ" всегда означает отключение от дуговой защиты только своей секции (то есть там, где установлена защита).

В алгоритме предусмотрен сигнал "Разр ЗДЗ", с помощью которого производится оперативный ввод/вывод ЗДЗ ключом управления.

При выявлении системой самодиагностики неисправности в каналах дуговой защиты формируется сигнал неисправности соответствующего канала "Неиспр ДЗ", который блокирует действие неисправного канала.

Технические параметры защиты приведены в Таблице 3.4.8.

Таблица 3.4.8 - Технические параметры защиты от дуговых замыканий

Наименование параметра	Диапазон значений	Дискретность задания	Заводское значение	Обозначение в меню
Уставка по току во вторичных величинах, А	0,1 – 200	0,01	5	$I_{cp}$
Уставка по напряжению во вторичных величинах, В	0,2 – 100	0,1	70	$U_{cp}$
Коэффициент возврата пусковых органов по току	-	-	0,95	-

### 3.4.15 Расчет параметров срабатывания дуговой защиты

Защита выполняется на базе устанавливаемых микропроцессорных устройств.

Для увеличения надежности и отстройки от ложных срабатываний вводится дополнительный контроль по току с помощью уставки, равной уставке пуска МТЗ соответствующей ячейки.

### 3.4.16 Защита от повышения напряжения

Для защиты потребителей, чувствительных к повышению напряжения (например, конденсаторные батареи и трансформаторы), в устройстве предусмотрены две ступени ЗПН.

Пуск защиты осуществляется от пусковых органов максимального напряжения ( $U_{AB}, U_{BC}, U_{CA}$ ), объединённых по схеме "ИЛИ". Защита блокируется при отсутствии сигнала "РПВ".

Технические параметры защиты от повышения напряжения приведены в Таблице 3.4.9.

Таблица 3.4.9 - Технические параметры защиты от повышения напряжения

Наименование параметра	Диапазон значений	Дискретность задания	Заводское значение	Обозначение в меню
Уставка по напряжению во вторичных величинах, В	50 – 200	0,1	115	$U_{cp}$
Коэффициент возврата пусковых органов	-	-	0,95	-
Уставка по времени срабатывания, с	0 – 300	0,01	1	$T_{cp}$

### 3.4.17 Расчет параметров защиты от повышения напряжения

ЗПН может использоваться в качестве сигнальной ступени о повышении уровня напряжения на шинах и для блокировки работы РПН.

Уставка срабатывания по напряжению выбирается из условия отстройки от максимального напряжения на шинах в рабочем режиме:

$$U_{cp} = 1.1 \div 1.2 \cdot U_{ном.}$$

Выдержка времени на срабатывания защиты при действии на сигнализацию принимается на ступень селективности больше времени срабатывания устройства автоматического привода и времени переключения РПН:

$$t_{cp} = t_{APT} + t_{привода} + \Delta t.$$

где  $t_{APT}$  - время срабатывания устройства регулирования привода трансформатора, с;

$t_{привода}$  - время переключения привода на одну ступень, с;

$\Delta t$  - время запаса, с.

Выдержка времени защиты при действии блокировки привода выбирается минимально возможной и отстраивается от условий максимальной длительности кратковременных перенапряжений. Как правило, выдержка времени выбирается меньше времени переключения привода для исключения дальнейшей неправильной работы.

### 3.4.18 Защита от несимметрии фазных токов

ЗНФ предназначена для защиты двигательной нагрузки от неполнофазных режимов работы и от недопустимой несимметрии фазных токов. Данная защита осуществляет также контроль целостности фаз первичных и вторичных цепей присоединений, имеющих двигательную нагрузку.

Условиями срабатывания защиты являются:

- абсолютное значение тока обратной последовательности должно быть больше уставки срабатывания;
- ток обратной последовательности, выраженный в процентах от тока прямой последовательности, должен быть больше заданного уровня;
- отсутствие пуска защит МТЗ, ЗЗ и ЗНН.

Технические параметры защиты приведены в Таблице 3.4.10.

Таблица 3.4.10 - Технические параметры защиты от несимметрии фазных токов

Наименование параметра	Диапазон значений	Дискретность задания	Заводское значение	Обозначение в меню
Уровень срабатывания по несимметрии, %	0,5 – 100	0,1	15	$N_{cp}$
Уставка срабатывания по току обратной последовательности во вторичных величинах, А	0,1 – 200	0,01	0,25	$I_{cp}$
Коэффициент возврата пусковых органов	-	-	0,95	-
Уставка по времени срабатывания, с	0 – 300	0,01	1	$T_{cp}$

### 3.4.19 Расчет параметров срабатывания защиты от несимметрии фазных токов

Ток срабатывания защиты выбирается по условию отстройки от максимальных токов небаланса обратной последовательности присоединения:

$$I_{3НФ} = (0.2 \div 0.25) \cdot I_{НОМ},$$

где  $I_{НОМ}$  - номинальный ток присоединения, А.

Время срабатывания защиты при установке защиты от несимметрии определяется отстройкой от времени срабатывания защиты от междуфазных КЗ с самой большей выдержкой времени:

$$t_{3НФ} = t_{МТЗмакс} + \Delta t,$$

где  $t_{МТЗмакс}$  - максимальная выдержка времени резервной защиты отходящего присоединения, с;

$\Delta t$  - ступень селективности, с.

Уровень срабатывания по несимметрии определяется из условия допустимой по ГОСТ несимметрии питающей сети.

### 3.4.20 Контроль исправности цепей напряжения и напряжения сборных шин

Функция контроля цепей напряжения предназначена для выявления неисправностей в цепях напряжения и блокирования функций защит и автоматики, которые в таких режимах могут работать неправильно. Такими неисправности могут быть:

- отключение автоматического выключателя (автомата) цепей напряжения;
- обрыв цепей напряжения;
- перегорание одного или нескольких предохранителей в первичных цепях измерительного трансформатора напряжения.

Контроль исправности осуществляется следующими способами.

1) Контроль положения автомата цепей напряжения через дискретные входы защиты с использованием его дополнительных блок-контактов.

Отключение автоматического выключателя может произойти при КЗ в цепях напряжения вследствие ошибочных действий обслуживающего персонала или при неисправности самого автомата. Положение автомата контролируется через дискретный вход. При появлении логического нуля на дискретном входе "Авт ТН" сигнал "Неиспр ЦН" формируется без выдержки времени.

2) Обрыв цепей напряжения выявляется при одновременном выполнении следующих условий:

- отсутствие всех линейных напряжений;
- отсутствие пусковых сигналов МТЗ;
- наличие токов нагрузки.

3) Перегорание одного или нескольких предохранителей в первичных цепях измерительного трансформатора напряжения приводит к срабатыванию контроля цепей напряжения при выполнении следующих условий:

- отсутствие тока обратной последовательности;
- наличие токов нагрузки;
- наличие напряжения обратной последовательности.

В последних двух случаях сигнал "Неиспр ЦН" формируется с выдержкой времени " $T_{\text{ср НЦН}}$ ".

При неисправностях в цепях напряжения, выявленных системой самодиагностики устройства, функция КЦН блокируется. При установке блока в камеру измерительного ТН и задании соответствующего значения уставки "Тип присоединения", контроль исправности может также осуществляться с помощью дискретного входа "Uвв". В таком случае на этот вход необходимо завести последовательно контакт положения вводного выключателя (РПВ ВВ) и выходной контакт реле напряжения, установленного во вторичные цепи трансформатора напряжения до ввода.

Для работы автоматики АПВ и АВР (ВНР) предусмотрен орган контроля напряжения на сборных шинах, который формирует сигнал " $U_{\text{сш}}$ ".

Этот сигнал формируется, если на всех входах элемента "И" присутствуют логические "1". В формировании этого сигнала участвуют:

- орган контроля линейных напряжений  $U_{\text{AB}}, U_{\text{BC}}, U_{\text{CA}}$ , который блокирует формирование сигнала " $U_{\text{сш}}$ ", если уровень напряжения находится вне заданного диапазона;
- орган контроля напряжения обратной последовательности;
- орган контроля напряжения нулевой последовательности;
- орган контроля частоты сети, формирующий логический "0" на своём выходе в случае снижения частоты ниже заданного уровня.

Технические параметры контроля цепей напряжения и формирования сигнала  $U_{\text{сш}}$  приведены в Таблицах 3.4.11 и 3.4.12 соответственно.

Таблица 3.4.11 - Технические параметры контроля цепей напряжения

Наименование параметра	Диапазон значений	Дискретность задания	Заводское значение	Обозначение в меню
Уставка по напряжению во вторичных величинах, В	0,2 – 100	0,1	20	$U_{cp}$
Уставка по напряжению обратной последовательности во вторичных величинах, В	0,2 – 100	0,1	15	$U_{2cp}$
Коэффициент возврата пусковых органов по напряжению	-	-	1,05	-
Ток нагрузки во вторичных величинах, А	0,1 – 200	0,01	0,5	$I_{нагр}$
Уставка по току срабатывания обратной последовательности во вторичных величинах, А	0,1 – 200	0,01	0,5	$I_{2cp}$
Коэффициент возврата пусковых органов по току	-	-	0,95	-
Уставка по времени срабатывания, с	1 – 300	0,01	5	$T_{cp}$

Таблица 3.4.12 - Технические параметры формирования сигнала  $U_{сш}$

Наименование параметра	Диапазон значений	Дискретность задания	Заводское значение	Обозначение в меню
Уставка по максимальному напряжению во вторичных величинах, В	50 – 200	0,1	115	$U_{сш\_max}$
Уставка по минимальному напряжению во вторичных величинах, В	0,2 – 100	0,1	90	$U_{сш\_min}$
Уставка по напряжению обратной последовательности во вторичных величинах, В	0,2 – 100	0,1	15	$3U_{2max}U_{сш}$
Уставка по напряжению нулевой последовательности во вторичных величинах, В	0,2 – 100	0,1	15	$3U_{0max}U_{сш}$
Коэффициент возврата пусковых органов по напряжению $3U_0, U_2$	-	-	1,05	-
Уставка срабатывания по частоте, Гц	45 – 55	0,01	49,90	$F_{cp}U_{сш}$
Коэффициент возврата пусковых органов по частоте	-	-	$F_{cp}+0,1$ Гц	-
Уставка по времени срабатывания, с	0 – 300	0,01	2	$T_{cp}$

### 3.5 Описание функций автоматики

#### 3.5.1 Автоматический ввод резерва и возврат нормального режима

Автоматика АВР предназначена для включения резервного источника питания или секционного выключателя при пропадании напряжения на собственных сборных шинах.

Для работы алгоритма АВР необходимо срабатывание триггера, на выходе которого устанавливается логическая единица при выполнении следующих условий:

- после включения выключателя набрана выдержка времени "Тгот АВР";
- действие АВР разрешено ключом управления через дискретных вход "Разр АВР";
- АВР введен внутренним программным ключом;
- появился один из сигналов, запускающих АВР.

Пуск АВР может производиться как при непосредственном снижении напряжения на сборных шинах, так и при срабатывании защит или неправильных действиях обслуживающего персонала:

- "МТЗ-3" и "МТЗ-4" – предусматривается работа АВР без выдержки времени при отключении вводного выключателя ступенями МТЗ;
- "СП ОТКЛ" – предусматривается работа АВР при самопроизвольном отключении вводного выключателя;
- "РО" – предусматривается работа АВР при ручном отключении вводного выключателя;
- "Пуск АВР" – является выходным сигналом пускового органа напряжения АВР, который формируется при снижении линейных (фазных) напряжений ниже заданной уставки и блокируется при неисправностях в цепях напряжения, срабатывании пусковых органов МТЗ и отсутствии напряжения на источнике резервного питания;
- "ВО-1" – предусматривается работа АВР при отключении вводного выключателя внешней защитой, например, дифференциальной защитой трансформатора.

После пуска АВР и набора выдержки времени выдаётся команда на отключение выключателя ввода (сигнал "ОТКЛ по АВР"). Команда на включение секционного выключателя "ВКЛ СВ по АВР" формируется после отключения вводного выключателя (появляется сигнал "Отключено"), при отсутствии сигнала "U<sub>СШ</sub>" и наличии сигнала "Uвстр".

Кроме того, параллельно сигналу "ОТКЛ по АВР" формируется сигнал "Неуспешное АВР", если сигнал на включение секционного выключателя не сформировался ранее, чем "Тсбр АВР".

Блокировка работы алгоритма АВР осуществляется при:

- квитировании;
- появление сигнала "ВКЛ СВ по АВР";
- выявлении неисправности выключателя;
- неуспешном АВР;
- при неисправностях устройства, выявленных внутренней системой самодиагностики.

После успешного включения секционного выключателя по АВР устанавливается в активное состояние элемент памяти, отвечающий за работу функции восстановления нормального режима. При формировании сигнала пуска возврата производится обратное переключение по ВНР. Сигнал "Пуск возврата" формируется при наличии трёх сигналов:

- "U<sub>СШ</sub>" – сигнал, который подтверждает наличие напряжения на секции после АВР;
- "Отключено" – сигнал, который фиксирует отключенное положение выключателя ввода;
- "U<sub>ВВ</sub>" – сигнал, который указывает на наличие напряжения на питающем вводе за его отключенном выключателе.

При появлении напряжения за выключателем ввода отключенной секции формируется сигнал "Пуск возврата" и осуществляется включение выключателя ввода, а затем – отключение секционного выключателя. Возможно также изменить порядок работы ВНР – сначала идет отключение СВ и, после этого, включение выключателя ввода.

Технические параметры АВР и ВНР приведены в Таблице 3.5.1.

Таблица 3.5.1 - Технические параметры АВР и ВНР

Наименование параметра	Диапазон значений	Дискретность задания	Заводское значение	Обозначение в меню
Уставка срабатывания по напряжению во вторичных величинах, В	0,2 – 100	0,1	50	U <sub>ср</sub>
Коэффициент возврата пусковых органов	-	-	1,05	-
Уставка по времени готовности, с	0 – 300	0,01	10	T <sub>гот</sub>
Уставка по времени сброса, с	0 – 300	0,01	5	T <sub>сбр</sub>
Уставка по времени срабатывания, с	0 – 300	0,01	1	T <sub>ср</sub>
Уставка по времени срабатывания ВНР, с	0 – 300	0,01	5	T <sub>ср ВНР</sub>

### 3.5.2 Расчет параметров срабатывания АВР и ВНР

Напряжение срабатывания реле минимального напряжения (пуска АВР) выбирается из условия срабатывания только при полном исчезновении напряжения на резервируемых шинах и не запуска при понижении напряжения, вызванных КЗ или самозапуском электродвигателей:

$$U_{\text{АВР}} = \frac{U_{\text{ост.к}}}{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{ТН}}},$$
$$U_{\text{АВР}} = \frac{U_{\text{с.зап}}}{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{ТН}}},$$

где  $U_{\text{ост.к}}$  - наименьшее расчетное значение остаточного напряжения при КЗ, В;

$U_{\text{с.зап}}$  - наименьшее напряжение при самозапуске электродвигателей, В;

$k_{\text{н}} = 1.2$  - коэффициент надежности;

$k_{\text{ТН}}$  - коэффициент трансформации ТН.

Наименьшее остаточное напряжение рассчитывается при трехфазном КЗ за реакторами присоединений секций или понижающими трансформаторами. Принимается меньшее значение напряжение срабатывания.

Вышеуказанным условиям обычно удовлетворяет напряжение срабатывания на уровне

$$U_{\text{АВР}} = (0.25 \div 0.4) \cdot U_{\text{ном}}.$$

Выдержка времени срабатывания пускового органа по напряжению выбирается из условия отстройки от времени действия защит присоединений секции шин, в зоне действия которых остаточное напряжение при КЗ оказывается ниже напряжения срабатывания реле минимального напряжения, чтобы не было преждевременного отключения рабочего ввода:

$$t_{\text{ср}} \geq t_{\text{сз.макс}} + t_{\text{зап}},$$

где  $t_{\text{сз.макс}}$  - наибольшая выдержка времени резервной защиты, отходящих от секции присоединений, с;

$t_{\text{зап}}$  - время запаса, с.

При наличии АПВ на присоединениях, отходящих от секции шин, время срабатывания АВР отстраивается от времени действия АПВ линии.

При согласовании выдержки времени АВР с вышестоящим устройством АВР необходимо обеспечить, чтобы рассматриваемая АВР не успела сработать до подачи напряжения в результате успешного действия вышестоящего устройства АВР, запущенного своим пусковым органом

минимального напряжения. Для этого необходимо ко времени действия вышестоящего АВР прибавить время запаса ( $t_{\text{зап}} = 2 \div 3$ ) с.

Выдержка времени реле однократности включения от момента снятия напряжения с его обмотки до размыкания контактов должна превышать время включения выключателя резервного источника питания:

$$t_{\text{гот}} = t_{\text{вкл}} + t_{\text{зап}},$$

где  $t_{\text{вкл}}$  - время включения выключателя резервного источника питания, с;

$t_{\text{зап}} = 0.3 \div 0.5$  - время запаса, с.

Выдержка времени ВНР определяется от момента появления питания на высшей стороне (до вводного выключателя) до включения ввода или отключения секционного выключателя. Для исключения лишних коммутаций выдержку времени ВНР необходимо выбирать по возможности большей, типичной уставкой является:  $T_{\text{ср}} = 30 \div 60$  с.

Для режима "отключение СВ, потом включение выключателя ввода" время срабатывания ВНР необходимо принимать по возможности меньшим для сокращения длительности перерывов питания. В общем случае, время срабатывания можно принять равным  $T_{\text{ср}} = 5$  с. Выдержка времени также должна учитывать время передачи сигнала на отключение СВ и собственное время отключения выключателя. Кроме того, при большой двигательной нагрузке время срабатывания ВНР должно корректироваться с учетом времени выбега наиболее мощных электродвигателей.

### 3.5.3 Автоматическое повторное включение

Устройство позволяет автоматически включать выключатель после его отключения какой-либо из защит до четырёх раз (четырёхкратное АПВ).

1) "Запрет АПВ".

Этот сигнал запрещает действие АПВ по выбранным защитам, при отсутствии разрешающего сигнала от ключа управления (сигнал "Разр АПВ"), при неисправностях выключателя и цепей управления, при неисправностях устройства защиты, при выведенном внутреннем программном ключе.

2) "Готов АПВ".

Появление этого сигнала разрешает действие АПВ после окончания времени готовности, а также сбрасывает АПВ в исходное состояние после успешного включения. Готовность АПВ к

работе сбрасывается при перерыве питания устройства, при квитировании, при отключенном выключателе и при появлении сигнала "Запрет АПВ".

### 3) "Пуск АПВ".

Сигнал пуска АПВ запускает работу автоматики повторного включения, если выполнены следующие условия:

- после включения ВВ набрана выдержка времени готовности, появился сигнал готовности и выключатель продолжает оставаться включенным;
- отсутствуют сигналы квитирования и запрета пуска;
- ВВ готов к коммутации;
- выключатель успешно отключился с возвратом сработавшей защиты.

Включение по АПВ может быть выполнено с контролем напряжения сборных шин и без контроля. Для этого предусмотрен отдельный программный ключ, который вводит дополнительное условие пуска по появлению сигнала "U<sub>сш</sub>".

При отсутствии напряжения сборных шин в течение времени "Т<sub>сбр АПВ</sub>" фиксирует неуспешное АПВ, которое запрещает дальнейшую работу автоматики повторного включения.

Технические параметры АПВ приведены в Таблице 3.5.2.

Таблица 3.5.2 - Технические параметры АПВ

Наименование параметра	Диапазон значений	Дискретность задания	Заводское значение	Обозначение в меню
Количество циклов АПВ	1 – 4	1	1	Количество циклов
Уставка по времени готовности, с	0 – 300	0,01	30	T <sub>гот</sub>
Уставка по времени сброса, с	0 – 300	0,01	120	T <sub>сбр</sub>
Уставка по времени срабатывания АПВ-1, с	0 – 300	0,01	0,5	T <sub>ср АПВ-1</sub>
Уставка по времени срабатывания АПВ-2, с	0 – 300	0,01	10	T <sub>ср АПВ-2</sub>
Уставка по времени срабатывания АПВ-3, с	0 – 300	0,01	60	T <sub>ср АПВ-3</sub>
Уставка по времени срабатывания АПВ-4, с	0 – 300	0,01	60	T <sub>ср АПВ-4</sub>

### 3.5.4 Расчет параметров срабатывания автоматического повторного включения

Для одиночных линий с односторонним питанием время срабатывания устройства однократного АПВ выбирается по двум условиям:

а) по условиям деионизации среды время от момента отключения линии до момента повторного включения и подачи напряжения:

$$t_{1\text{АПВ}} \geq t_{\text{д}} + t_{\text{зап}},$$

где  $t_{\text{д}}$  - время деионизации, составляющее 0.1-0.3 с;

$t_{\text{зап}}$  - время запаса, с.

б) по условию готовности привода выключателя к повторному включению после отключения:

$$t_{1\text{АПВ}} \geq t_{\text{ГП}} + t_{\text{зап}},$$

где  $t_{\text{ГП}}$  - время готовности привода, с;

$t_{\text{зап}}$  - время запаса, учитывающее непостоянство времени готовности привода и погрешность схем АПВ, с.

Из расчетных выдержек времени выбирается большее значение.

Для схем АПВ время возврата в исходное положение должно быть не меньше значения, определенного по следующему выражению:

$$t_{2\text{АПВ}} \geq t_{\text{защ}} + t_{\text{откл}} + t_{\text{зап}},$$

где  $t_{\text{защ}}$  - наибольшая выдержка времени защиты, с;

$t_{\text{откл}}$  - время отключения выключателя, с.

### 3.5.5 УРОВ

УРОВ формирует сигнал на отключение выключателей основного и резервного питания при отказе выключателя собственного присоединения при срабатывании защит. В алгоритме УРОВ некоторые защиты закрепляются "жёстко", необходимость ввода сигналов от других защит определяется обслуживающим персоналом.

При срабатывании защит формируется сигнал пуска УРОВ, который сбрасывается только при успешном отключении выключателя. Об отказе выключателя свидетельствует наличие сигнала "Пуск УРОВ по I", который появляется при протекании тока через выключатель присоединения или при отсутствии сигнала "РПО".

Технические параметры УРОВ приведены в таблице 3.5.3.

Таблица 3.5.3 - Технические параметры УРОВ

Наименование параметра	Диапазон значений	Дискретность задания	Заводское значение	Обозначение в меню
Ток срабатывания во вторичных величинах, А	0,1 – 200	0,01	1	I <sub>ср</sub>
Уставка по времени срабатывания, с	0 – 300	0,01	1	T <sub>ср</sub>

### 3.5.6 Расчет параметров срабатывания УРОВ

Уставка по току в общем случае может быть принята по следующему выражению:

$$I_{\text{УРОВ}} = 0.1 \cdot I_{\text{ном.прис}},$$

где  $I_{\text{ном.прис}}$  - номинальный ток присоединения (может быть принят равным первичному току ТТ / току нагрузки присоединения / МТЗ присоединения), А.

Уставка по времени:

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{к}} + t_{\text{Qпв}} + t_{\text{зап}},$$

где  $t_{\text{к}}$  - время срабатывания выходного реле, мс;

$t_{\text{Qпв}}$  - полное время отключения выключателя;

$t_{\text{зап}}$  - время запаса, мс.

Как правило, время УРОВ принимается равным  $t_{\text{УРОВ}} = 0.2$  с.

## Глава 4. Примеры расчетов уставок

### 4.1 Пример №1. Расчет уставок срабатывания защит, установленных в КТП

На Рисунке 4.1.1 представлена схема подключения комплектной трансформаторной подстанции к электрической сети 10 кВ.

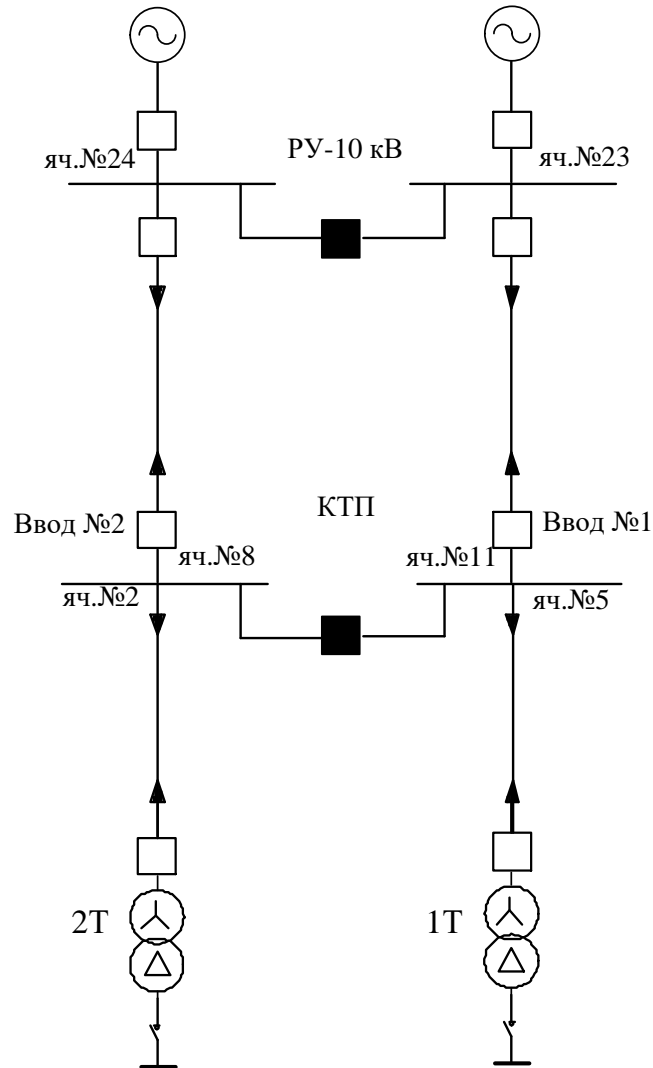


Рисунок 4.1.1 - Схема подключения КТП

Питание КТП осуществляется от распределительной подстанции через две кабельные линии. Для обеспечения надёжности предусмотрено секционирование, как на распределительной подстанции, так и на сборных шинах высшего напряжения КТП.

Исходные данные для расчетов представлены в Таблицах 4.1.1 - 4.1.3.

Таблица 4.1.1 - Суммарный ток КЗ от системы в максимальном и минимальном режимах

Режим	Ток трёхфазного КЗ, А
Максимальный	7586.11
Минимальный	4314.74

Таблица 4.1.2 - Технические данные трансформаторов 10/0.4 кВ КТП

Присоединение	$S_{ном}$ , кВА	$U_{ном вв}$ , кВ	$U_{ном нн}$ , кВ	$I_{ном.т}$ , А	$U_K$ , %	$P_{кз}$ , Вт
яч.№2 (2Т-10/0.4 кВ), яч№5 (1Т-10/0.4 кВ)						
ТМГ-400/10/0.4	400	10	0.4	23.1	4.5	5600

Таблица 4.1.3 - Параметры кабельных линий 10 кВ

Номер ячейки	Трасса	Марка	Длина, м
яч. №2	КТП - ВН 2Т	ААБ2Л-10 3х50	15
яч. №5	КТП - ВН 1Т	ААБ2Л-10 3х50	15
яч. №8	яч. №24 РУ-10 кВ - яч. №8 КТП (ввод №2)	ПвКВнг(А) -LS (3х70/25-10)	180
яч. №11	яч. №23 РУ-10 кВ - яч. №11 КТП (ввод №1)	ПвКВнг(А) -LS (3х70/25-10)	180

Усредненное значение кратности пускового тока при отсутствии точных данных принимается равным  $k_{п} = 6$ .

Ток срабатывания и время срабатывания отсечки вводного автоматического выключателя на стороне 0.4 кВ КТП  $I_{с.з.ав} = 630$  А,  $t_{с.з.ав} = 50$  мс.

Суммарный емкостной ток от сети  $I_{\Sigma емк} = 5.7$  А.

Допустимый длительный ток для кабеля ПвКВнг(А)-LS (3х70/25-10)  $I_{доп.кл} = 253$  А. Расчеты параметров сети выполнены по формулам, приведенным в Приложении А, и представлены в Таблицах 4.1.4 - 4.1.6. Расчеты параметров срабатывания защит представлены в Таблице 4.1.7.

Таблица 4.1.4 - Эквивалентные сопротивления системы при КЗ на шинах 10 кВ РУ-10 кВ

Режим	$z_1$ , Ом
Максимальный	0.799
Минимальный	1.405

Таблица 4.1.5 - Параметры трансформаторов 10/0.4 кВ, установленных в КТП

Присоединение	$z_{\Gamma}$ , Ом	$k_{\Gamma P}$
яч. №2 (2Т-10/0.4 кВ), яч. №5 (1Т-10/0.4 кВ)		
ТМГ-400/10/0.4	$3.5 + j10.692$	25

Таблица 4.1.6 - Параметры кабельных линий 10 кВ

Номер ячейки	Марка	Длина, м	Удельное сопротивление, Ом/км	Сопротивление в схеме замещения, Ом	Удельный емкостный ток, А/км	Расчетный емкостный ток, А
яч. №2	ААБ2Л-10 3x50	15	$0.6946 + j0.083$	$0.01 + j1.245 \cdot 10^{-3}$	0.92	0.014
яч. №5	ААБ2Л-10 3x50	15	$0.6946 + j0.083$	$0.01 + j1.245 \cdot 10^{-3}$	0.92	0.014
яч. №8	ПвКВнг(А) -LS (3x70/25-10)	180	$0.342 + j0.111$	$0.062 + j0.02$	0.54	0.292
яч. №11	ПвКВнг(А) -LS (3x70/25-10))	180	$0.342 + j0.111$	$0.062 + j0.02$	0.54	0.292

На Рисунке 4.1.2 представлена схема замещения рассматриваемого участка сети 10 кВ.

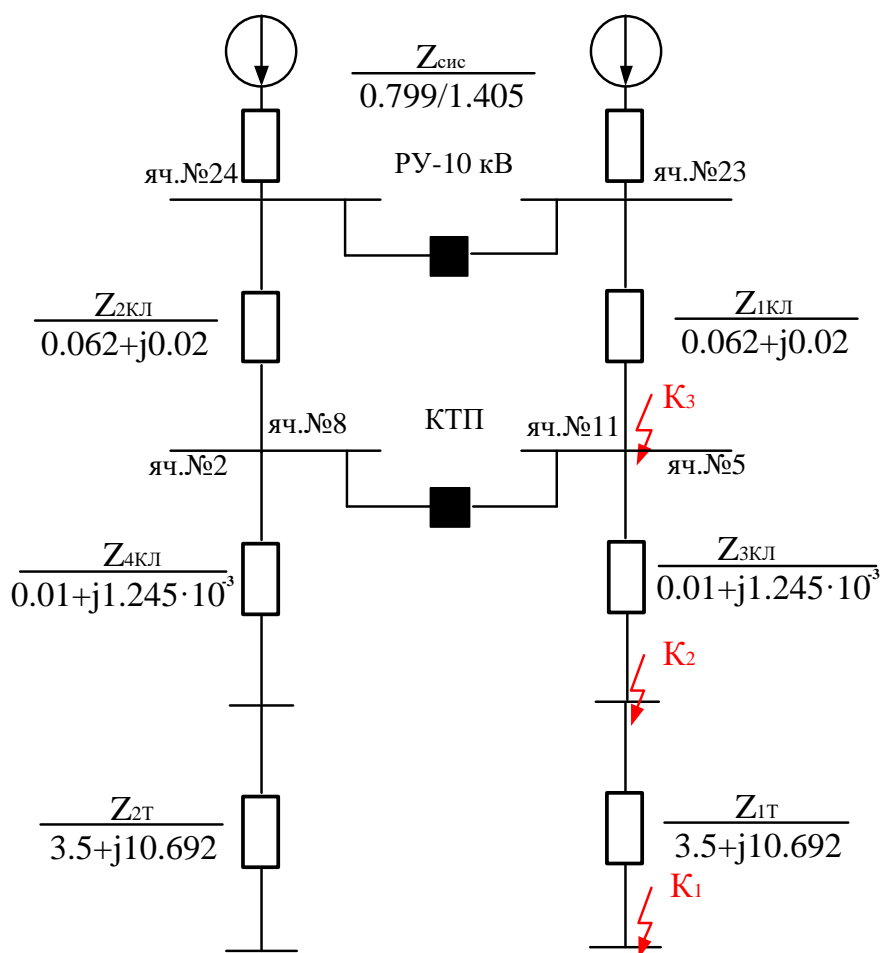


Рисунок 4.1.2 - Схема замещения рассматриваемого участка сети

Расчет тока максимального трехфазного КЗ на шинах низшего напряжения трансформатора КТП в точке К1:

$$I_{К1\max}^{(3)} = \left| \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot (j \cdot 0.799 + 0.062 + j \cdot 0.02 + 0.01 + j \cdot 1.245 \cdot 10^{-3} + 3.5 + j \cdot 10.692)} \right| =$$

$$= 0.503 \text{ кА}$$

Расчет тока минимального трехфазного КЗ на шинах низшего напряжения трансформатора КТП в точке К1:

$$I_{К1\min}^{(3)} = \left| \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot (j \cdot 1.405 + 0.062 + j \cdot 0.02 + 0.01 + j \cdot 1.245 \cdot 10^{-3} + 3.5 + j \cdot 10.692)} \right| =$$

$$= 0.480 \text{ кА}$$

Расчет минимального тока трехфазного КЗ через дугу на шинах низшего напряжения трансформатора КТП в точке К1 (Сопротивление электрической дуги на стороне 0.4 кВ принимается  $R_{\text{пер}} = \frac{15}{2}$  мОм, для стороны 10 кВ приводится к значению  $15 \cdot 10^{-3} \cdot \left(\frac{10}{0.4}\right)^2 = 9.375$  Ом):

$$I_{К1\min R}^{(3)} = \left| \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot (j \cdot 1.405 + 0.062 + j \cdot 0.02 + 0.01 + j \cdot 1.245 \cdot 10^3 + 3.5 + j \cdot 10.692 + \frac{9.375}{2})} \right| =$$

$$= 0.413 \text{ кА}$$

Расчет тока однофазного КЗ на шинах низшего напряжения трансформатора КТП в точке К1:

$$I_{К1\min}^{(1)} = \frac{3 \cdot 10.5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot 0.062 + 2 \cdot 0.01 + 3 \cdot 3.5)^2 + (2 \cdot 1.406 + 2 \cdot 0.02 + 2 \cdot 1.245 \cdot 10^{-3} + 3 \cdot 10.692)}} =$$

$$= 0.498 \text{ кА}$$

Согласно Таблице 3.4.4 ток в защите на стороне ВН трансформатора при однофазном КЗ на стороне НН трансформатора равен  $I_{\text{кз\_защ}}^{(1)} = \frac{I_{К1\min}^{(1)}}{\sqrt{3}} = \frac{498}{\sqrt{3}} = 288 \text{ А}$ .

Расчет тока однофазного КЗ через дугу на шинах низшего напряжения трансформатора КТП в точке К1:

$$I_{К1\min R}^{(1)} = \frac{3 \cdot 10.5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot 0.062 + 2 \cdot 0.01 + 3 \cdot 3.5 + 3 \cdot 9.375)^2 + (2 \cdot 1.406 + 2 \cdot 0.02 + 2 \cdot 1.245 \cdot 10^{-3} + 3 \cdot 10.692)}} =$$

$$= 0.349 \text{ кА}$$

Согласно Таблице 3.4.4 ток в защите на стороне ВН трансформатора при однофазном дуговом КЗ на стороне НН трансформатора равен  $I_{\text{кз\_защR}}^{(1)} = \frac{I_{\text{К1минR}}^{(1)}}{\sqrt{3}} = \frac{349}{\sqrt{3}} = 201 \text{ А}$ .

Расчет тока минимального двухфазного КЗ на шинах высшего напряжения трансформатора КТП в точке К2:

$$I_{\text{К2мин}}^{(2)} = \left| \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot (j \cdot 1.405 + 0.062 + j \cdot 0.02 + 0.01 + j \cdot 1.245 \cdot 10^{-3})} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \right| = 3676 \text{ А}$$

Расчет тока минимального двухфазного КЗ на шинах КТП в точке К3:

$$I_{\text{К2мин}}^{(2)} = \left| \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot (j \cdot 1.405 + 0.062 + j \cdot 0.02)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \right| = 3681 \text{ А}$$

Расчет сопротивления эквивалентного двигателя нагрузки секции 0.4 кВ:

$$z_{\text{дв}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot k_{\text{п}} \cdot I_{\text{ном.тр}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 23.1} = j41.656 \text{ Ом.}$$

Расчет тока самозапуска двигательной нагрузки секции 0,4 кВ:

$$I_{\text{сзп}} = \left| \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot (z_{\text{смин}} + z_{\text{кл}} + z_{\text{т}} + z_{\text{дв}})} \right| = \left| \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot (0.072 + j \cdot 0.82 + 3.5 + j \cdot 10.692 + j41.656)} \right| = 108 \text{ А,}$$

где  $x_{\text{смин}} + x_{\text{кл}} = j \cdot 0.799 + 0.062 + j \cdot 0.02 + 0.01 + j \cdot 1.245 \cdot 10^{-3} = 0.072 + j \cdot 0.82 \text{ Ом.}$

Таблица 4.1.7 - Расчет уставок присоединений КТП

Защита	Расчетное выражение	Значения величин, входящих в расчетное выражение	Первичное значение тока и время срабатывания		Принимаемое вторичное значение тока срабатывания	Проверка чувствительности	
			$I_{с.з.}, A$	$t_{с.з.}, c$		$I_{кзмин}, A$	$K_{ч} = \frac{I_{кзмин}}{I_{сз}}$
яч.№2, яч.№5 ( $k_{тт} = 50/5$ , полная звезда) 1Т-10/0.4 кВ, 2Т-10/0.4 кВ, ТМГ-400/10/0.4							
Токовая отсечка	$I_{ТО} \geq k_{отс} \cdot I_{кзмакс}^{(3)}$	КЗ в точке К1 $I_{кзмакс}^{(3)} = 503 A$ $k_{отс} = 1.2$	$I_{ТО} = 1.2 \cdot 503 = 603.6$	0	$I_{с.р.} = 61 A$	(КЗ на ВН 2Т-10/0.4 (1Т-10/0.4) в точке К2 $I_{кзмин.сис}^{(2)} = 3676$	$6.02 > 2$
	$I_{ТО} \geq k_H \cdot I_{н.тр}$	$I_{ном.т} = 23.1 A$ $k_H = 6$	$I_{ТО} = 6 \cdot 23.1 = 138.6$				
МТЗ	$I_{МТЗ} \geq \frac{k_H \cdot k_{сзп}}{k_B} \cdot I_{раб.макс}$	$I_{раб.макс} = I_{ном.т} = 23.1 A$ $k_H = 1.2, k_B = 0.95$ $k_{п} = 6$ $Z_{дв} = 41.656$ $I_{сзп} = 108 A$	$I_{МТЗ} = \frac{1.2}{0.95} \cdot 108 = 136.421$	0.3	$I_{с.р.} = 14$	КЗ на НН 2Т-10/0.4 (1Т-10/0.4)	
						$I_{кзсис}^{(3)} = 480$	$3.42 > 1.5$
	$I_{кзсисR}^{(2)} = 413$	$2.95 > 1.2$					
	$I_{кз_защ}^{(1)} = 288$	$2.05 > 1.5$					
$I_{МТЗ} \geq k_{согл} \cdot I_{с.з.пред макс}$	$I_{с.з.предВН} = \frac{630}{25} = 25.2 A$ $k_{согл} = 1.3$	$I_{МТЗ} = 1.3 \cdot 25.2 = 32.76$				$I_{кзR_защ}^{(1)} = 201$	$1.43 > 1.2$
Защита от перегрузки	$I_{зп} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{ном}$	$I_{ном.т} = 23.1 A$ $k_{отс} = 1.05, k_B = 0.95$	$I_{зп} = \frac{1.05}{0.95} \cdot 23.1 = 25.532$	9	$I_{с.р.} = 2.6 A$	-	
Защита от ОЗЗ	$I_{ОЗЗ} = k_H \cdot k_{бр} \cdot I_{сфидмакс}$	$I_{сфидмакс} = 0.014 A$ $k_H = 1.2, k_{бр} = 2.5$	$I_{ОЗЗ} = 1.2 \cdot 2.5 \cdot 0.014 = 0.042$	0	Принимаем $I_{с.р.} = 0.25 A$ - первичное значение	$I_{\Sigma емк} = 5.7 + 0.292 = 5.992 A$	$\frac{5.992}{0.25} = 23.9 > 1.2$
УРОВ	$I_{уров} = 0.1 \cdot I_{ном прис}$	$I_{ном} = 50 A$	$I_{уров} = 0.1 \cdot 50 = 5$	0.2	$I_{с.р.} = 0.5 A$	-	

Защита	Расчетное выражение	Значения величин, входящих в расчетное выражение	Первичное значение тока и время срабатывания	Принимаемое вторичное значение тока срабатывания	Проверка чувствительности		
					$I_{кзмин}, A$	$k_{\chi} = \frac{I_{кзмин}}{I_{сз}}$	
(к <sub>тт</sub> = 100/5, полная звезда) СВ							
МТЗ	$I_{МТЗ} \geq \frac{k_H \cdot k_{сзп}}{k_B} \cdot I_{раб.макс}$	$I_{раб.макс} = I_{номтт} = 100 A$ $k_H = 1.2, k_B = 0.95$ $k_{сзп} = 1.2$	$I_{МТЗ} = \frac{1.2}{0.95} \cdot 1.2 \cdot 100 = 151.579$	0.6	$I_{с.р.} = 10$	КЗ на шинах КТП 10 кВ отключен ввод №1 (ввод №2)	
	$I_{МТЗ} \geq k_{согл} \cdot (I_{с.з.пред} + \sum_1^{N-n} I_{раб.макс(N-n)})$	$I_{с.з.пред макс} = 140 A$ $I_{раб.макс(N-n)} = 0 A$ $k_{согл} = 1.1$	$I_{МТЗ} = 1.1 \cdot (140 + 0) = 154$			$I_{кзмин.сис}^{(2)} = 3681$	18.4 > 1.5
						КЗ на ВН 1Т-10/0.4 (2Т-10/0.4)	
						$I_{кзмин.сис}^{(2)} = 3676$	18.38 > 1.2
УРОВ	$I_{уров} = 0.1 \cdot I_{ном прис}$	$I_{номтт} = 100 A$	$I_{уров} = 0.1 \cdot 100 = 10$	0.2	$I_{с.р.} = 0.5 A$	-	
яч.№8, яч.№11 (к <sub>тт</sub> = 100/5, полная звезда) ввод №2, ввод №1							
МТЗ	$I_{МТЗ} \geq \frac{k_H \cdot k_{сзп}}{k_B} \cdot I_{раб.макс}$	$I_{раб.макс} = I_{доп.кл} = 253 A$ $k_H = 1.2, k_B = 0.95$ $k_{сзп} = 1.2$	$I_{МТЗ} = \frac{1.2}{0.95} \cdot 1.2 \cdot 253 = 383.495$	0.9	$I_{с.р.} = 20 A$	КЗ на шинах КТП 10 кВ	
	$I_{МТЗ} \geq k_{согл} \cdot (I_{с.з.пред} + \sum_1^{N-n} I_{раб.макс(N-n)})$	$I_{с.з.пред макс} = 200 A,$ $\sum I_{раб.макс} = 23.1 A$ $k_{согл} = 1.1$	$I_{МТЗ} = 1.1 \cdot (200 + 23.1) = 245.41$			$I_{кзмин.сис}^{(2)} = 3681$	9.2 > 1.5
						КЗ на ВН 1Т-10/0.4 (2Т-10/0.4)	
						$I_{кзмин.сис}^{(2)} = 3676$	9.19 > 1.2
УРОВ	$I_{уров} = 0.1 \cdot I_{ном.прис}$	$I_{номтт} = 100 A$	$I_{уров} = 0.1 \cdot 100 = 10$	0.2 с	$I_{с.р.} = 0.5 A$	-	

## 4.2 Пример №2. Расчет уставок срабатывания защиты электродвигателя

На Рисунке 4.2.1 представлена схема подключения электродвигателей насосной станции. Питание сборных шин насосной станции осуществляется по кабельной линии. К сборным шинам насосной станции через индивидуальные выключатели подключены два электродвигателя через кабели.

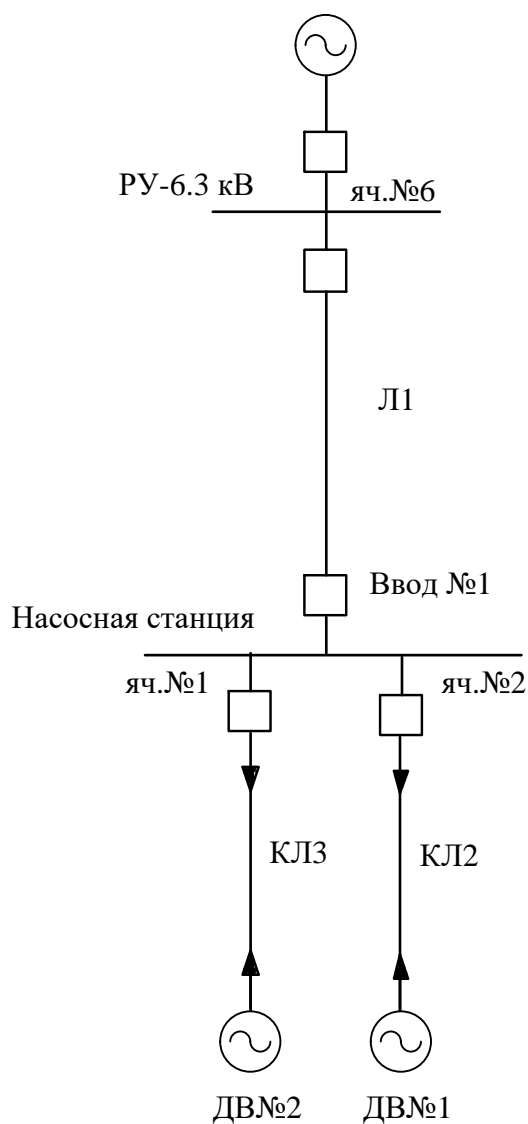


Рисунок 4.2.1 - Схема подключения электродвигателей насосной станции

Исходные данные для расчетов и параметры первичного оборудования представлены в Таблицах 4.2.1 - 4.2.3.

Таблица 4.2.1 - Суммарный ток КЗ от системы в максимальном и минимальном режимах

Режим	Ток трёхфазного КЗ, кА
максимальный	4.960
минимальный	4.283

Таблица 4.2.2 - Технические данные двигателей 6 кВ насосной станции

Тип двигателя	Мощность двигателя, кВт	U <sub>ном</sub> , кВ	I <sub>ном</sub> , А	Обор. об/мин	cosφ	K <sub>п</sub> , о.е.	η, %
А4-400У-4УЗ Дв.№1, Дв.№2	630	6	72.5	1500	0.88	5.7	95.2

Таблица 4.2.3 - Параметры линий 6 кВ

Номер ячейки	Трасса	Марка	Длина, м
яч.№6	РУ-6.3 кВ - Насосная станция	Провод голый алюминиевый 3х240	14
яч.№1	Насосная станция - Дв№1	АПвПуг 3х35/16	15
яч.№2	Насосная станция - Дв№2	АПвПуг 3х35/16	20

Суммарный емкостной ток от сети  $I_{\Sigma\text{емк}} = 3.4 \text{ А}$ .

Расчеты параметров сети выполнены по формулам, приведенным в Приложении А, и представлены в Таблицах 4.2.4 - 4.2.6. Расчеты параметров срабатывания защит представлены в Таблице 4.2.7.

Таблица 4.2.4 - Эквивалентные сопротивления системы при КЗ на шинах РУ-6.3 кВ в максимальном и минимальном режимах

Режим	z <sub>1</sub> , Ом
максимальный	0.733
минимальный	0.849

Таблица 4.2.5 - Параметры схемы замещения двигателей для расчетов токов КЗ

Наименование	E <sub>r</sub> , кВ	x <sub>дв</sub> , Ом
А4-400У-4УЗ Дв.№1, Дв.№2	5.577	8.399

Таблица 4.2.6 - Параметры линий 6 кВ

Номер ячейки	Марка	Длина, м	Удельное сопротивление, Ом/км	Сопротивление в схеме замещения, Ом	Удельный емкостный ток, А/км	Расчетный емкостный ток, А
яч.№6	Провод голый алюминиевый 3х240	14	0.12 + j0.363	$1.68 \cdot 10^{-3} + j5.082 \cdot 10^{-3}$	-	-
яч.№1	АПвПуг 3х35/16	15	1.113 + j0.128	$0.017 + j1.92 \cdot 10^{-3}$	1.26	0.0189
яч.№2	АПвПуг 3х35/16	20		$0.022 + j2.56 \cdot 10^{-3}$		0.0252

Схема замещения сети, используемая при расчетах, представлена на Рисунке 4.2.2.

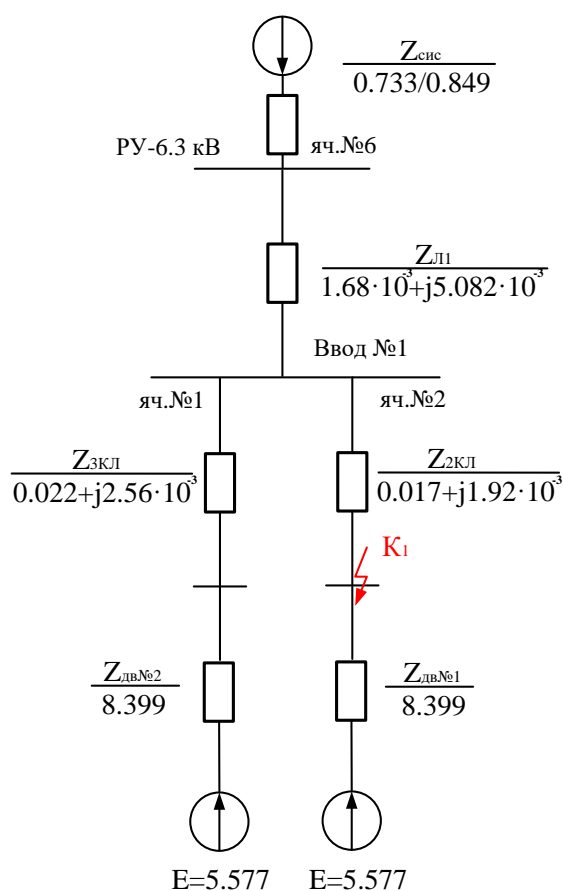


Рисунок 4.2.2 - Схема замещения рассматриваемого участка сети

Расчет тока минимального двухфазного КЗ на линейных выводах двигателя в точке

K1:

$$I_{K2\min}^{(2)} = \left| \frac{6.3}{\sqrt{3} \cdot (j \cdot 0.849 + 1.68 \cdot 10^{-3} + j \cdot 5.082 \cdot 10^{-3} + 0.017 + j \cdot 1.92 \cdot 10^{-3})} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \right|$$

$$= 3679 \text{ А}$$

Таблица 4.2.7 - Расчет параметров срабатывания устройств релейной защиты ячейки двигателя №1

Защита	Расчетное выражение	Значения величин, входящих в расчетное выражение	Первичное значение тока и время срабатывания		Принимаемое вторичное значение тока срабатывания	Проверка чувствительности	
			$I_{сз}, A$	$t_{сз}, c$		$I_{кзмин}, A$	$k_{ч}$
$k_{ТТ} = 800/5$ , неполная звезда							
Токовая отсечка	$I_{ТО} \geq k_H \cdot k_{апер} \cdot I_{с/зап}$	$I_{с/зап} = 5.7 \cdot 72.5 = 413.25 A$ $k_H = 5.7, I_{ном} = 72.5 A,$ $k_H = 1.2, k_{апер} = 1.4$	$I_{ТО} =$ $= 1.2 \cdot 1.4 \cdot 413.25 =$ $= 694.26$	0	$I_{с.р} = 5 A$	КЗ в точке К1, на выводах двигателя при питании от сети, двигатель №2 отключен $I_{кзмин.сис}^{(2)} = 3679$	$4.59 > 2$
Защита от перегрузки	$I_{зп} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{ном}$	$I_{н.дв} = 72.5 A$ $k_{отс} = 1.05, k_B = 0.95$	$I_{зп} = \frac{1.05}{0.95} \cdot 72.5 =$ $= 80.14$	$10^1$	$I_{с.р} = 0.6 A$	-	-
Защита от ОЗЗ	$I_{озз} = k_H \cdot k_{бр} \cdot I_{сфидмах}$	$I_{сфидмах} = 0.02961 A$ $I_{сдв} = 0.0107 A$ $k_H = 1.2, k_{бр} = 2.5$	$I_{озз} = 1.2 \cdot 2.5 \cdot$ $0.02961 = 0.09$	0.5	$I_{с.р} = 0.25 A$ - первичное значение	$I_{\Sigma емк} = 3.4 +$ $0.0252 = 3.4252 A$	$\frac{3.4252}{0.25} =$ $= 13.7 > 1.2$
УРОВ	$I_{уров} = 0.1 \cdot I_{ном}$	$I_{ном} = 72.5 A$	$I_{уров} = 0.1 \cdot 72.5 =$ $= 7.25$	0.2	$I_{с.р} = 0.5 A$	-	-
<sup>1</sup> Выдержка времени защиты от перегрузки уточняется при наладке.							

### 4.3 Пример №3. Расчет уставок срабатывания защит линии

Выполнить расчет уставок защиты линии 10 кВ в населенном районе после подключения КТП-10/0,4 кВ мощностью 63 кВА в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств.

Схема линии приведена на Рисунке 4.3.1, где указаны необходимые исходные данные: параметры участков основной линии и ответвлений, параметры существующих трансформаторов и вновь устанавливаемого трансформатора КТП (как правило, достаточно указать значение мощности, так как значения номинальных напряжений и напряжений КЗ являются стандартными).

Исходные данные представлены в Таблицах 4.3.1 - 4.3.4.

Таблица 4.3.1 - Эквивалентные сопротивления системы в максимальном и минимальном режимах

Режим	Эквивалентные сопротивления, Ом
Максимальный	2.71
Минимальный	2.83

Таблица 4.3.2 - Токи нагрузки, протекающие по линии 10 кВ

Ток в режиме зимнего максимума, А	Ток в режиме летнего максимума, А	Длительно допустимый ток, А
12	3	150

Таблица 4.3.3 - Технические данные трансформаторов 10/0.4 кВ КТП 63 кВА

Тип	$S_{\text{ном}}$ , кВА	$U_{\text{ном вн}}$ , кВ	$U_{\text{ном нн}}$ , кВ	$I_{\text{ном.т}}$ , А	$U_{\text{к}}$ , %	$P_{\text{кз}}$ , Вт
ТМГ-63/10/0.4	63	10	0.4	3.64	4.5	1280
Защита трансформатора выполнена плавким предохранителем типа ПТК с номинальным током $I_{\text{пр}} = 10$ А.						



Расчеты параметров сети выполнены по формулам, приведенным в Приложении А. Расчеты параметров срабатывания защит представлены в Таблице 4.3.5.

Расчет тока максимального трехфазного КЗ в конце защищаемой линии в точке К1:

$$I_{K1\max}^{(3)} = \left| \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot (j2.71 + 0.496 + j0.409 + 0.083 + j0.314 + 0.644 + j0.49 + 2.705 + j2.057 + 0.212 + j0.128 + 3.556 + j2.704 + 1.276 + j0.97 + 0.558 + j0.424 + 0.764 + j0.3)} \right| =$$

$$= 0.412 \text{ кА}$$

Расчет тока максимального трехфазного КЗ в месте установки защиты в точке К4:

$$I_{K4\max}^{(3)} = \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot (2.71)} = 2.237 \text{ кА}$$

Расчет тока минимального двухфазного КЗ на шинах высшего напряжения трансформатора КТП в точке К3:

$$I_{K3\min}^{(2)} = \left| \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot (j2.83 + 0.496 + j0.409 + 0.083 + j0.314 + 0.644 + j0.49 + 2.705 + j2.057 + 0.212 + j0.128 + 3.556 + j2.704 + 1.049 + j0.436)} \right| =$$

$$= 0.410 \text{ кА}$$

Расчет тока минимального трехфазного КЗ на шинах низшего напряжения трансформатора КТП в точке К2:

$$I_{K2\min}^{(3)} = \left| \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot (j2.83 + 0.496 + j0.409 + 0.083 + j0.314 + 0.644 + j0.49 + 2.705 + j2.057 + 0.212 + j0.128 + 3.556 + j2.704 + 1.049 + j0.436 + 32.25 + j63.734)} \right| =$$

$$= 0.072 \text{ кА}$$

Таблица 4.3.5 - Расчет параметров срабатывания устройств релейной защиты линии 10 кВ

Защита	Расчетное выражение	Значения величин, входящих в расчетное выражение	Первичное значение тока и время срабатывания		Принимаемое первичное значение тока срабатывания	Проверка чувствительности	
			$I_{с.з}, A$	$t_{с.з}, c$		$I_{кзмин}, A$	$k_{ч} = \frac{I_{кзмин}}{I_{сз}}$
<b>Фидер 10 кВ ( трансформатор тока ТЛМ-10 <math>k_{тт} = 150/5</math>, полная звезда), выключатель типа ВКЭ-10-630</b>							
Токовая отсечка	$I_{ТО} \geq k_{отс} \cdot I_{кзмакс}^{(3)}$	КЗ в точке $K_1$ $I_{кзмакс}^{(3)} = 412 A$ $k_{отс} = 1.2$	$I_{ТО} = 1.2 \cdot 412 = 494.4$	0	$I_{с.р} = 30 A$	КЗ в месте установки защиты, точка $K_4$ $I_{кзмакс}^{(3)} = 2237$	$2.48 > 1.2$
	$I_{ТО} \geq k_n \cdot \sum I_{ном.т}^1$	$\sum I_{ном.т} = \frac{\sum S_{н.гр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{2326}{\sqrt{3} \cdot 10} = 134.3 A$ $k_n = 6$	$I_{ТО} = 6 \cdot 134.3 = 805.8$				
	$I_{ТО} \geq 1.3 \cdot I_{ож.п}^2$	$t_{отк.вл} = t_{вв} + t_{тер} = 0.07 + 0.03 = 0.1$ $t_{вв} = 0.07 c,$ $t_{тер} = 0.03 c.$ $I_{ож.п} = 110 A$	$I_{ТО} = 1.3 \cdot 110 = 143$				
МТЗ	$I_{МТЗ} \geq \frac{k_n \cdot k_{сзп}}{k_b} \cdot I_{раб.макс}$	$I_{раб.макс} = 12 A$ $k_n = 1.2, k_b = 0.95,$ $k_{сзп} = 1.5^3$	$I_{МТЗ} = \frac{1.2}{0.95} \cdot 1.5 \cdot 12 = 20.52$	0.5	$I_{с.р} = 5 A$	КЗ на стороне ВН КТП, точка $K_3$ $I_{кзмин}^{(2)} = 410$	$2.73 > 1.5$
	$I_{МТЗ} \geq 1.3 \cdot I_{ож.п}^4$	$t_{расч} = t_{заш} - t_{тер} - \Delta t$ $t_{тер} = 0.03 c, \Delta t = 0.2 c$ $I_{ож.п} = 75 A$ при $t_{расч} = 0.27 c$	$I_{МТЗ} = 1.3 \cdot 75 = 97.5$			КЗ за трансформатором КТП, точка $K_2$ $I_{кзмин}^{(3)} = 72$	$0.48 < 1.2$
АПВ	$t_{1АПВ} \geq t_d + t_{зап}$	$t_{зап} = 0.1 c$ $t_d = 0.3 c$ $t_{гп} = 0.3 c$	$t_{1АПВ} = 0.3 + 0.1 = 0.4 c$	0,4	однократное	-	
	$t_{1АПВ} \geq t_{гп} + t_{зап}$		$t_{1АПВ} = 0.3 + 0.1 = 0.4 c$				

### Примечания к Таблице 4.3.5

1. В связи с отсутствием данных о составе трансформаторов, которые могут одновременно включаться под напряжение по защищаемой линии, суммарный номинальный ток трансформаторов принят соответствующим сумме номинальных мощностей всех трансформаторов, питаемых по линии.

2. Исходя из наличия АПВ на линии, определяется время отключения линии, которое равно времени плавления вставки  $t_{\text{отк.ВЛ}} = t_{\text{ВВ}} + t_{\text{тер}}$ , где  $t_{\text{ВВ}}$  - полное время отключения выключателя,  $t_{\text{тер}}$  - время срабатывания устройства релейной защиты. По время-токовой характеристике плавления предохранителей определятся ток, при котором плавится вставка за время  $t_{\text{отк.ВЛ}} = 0.1$  с. Ток срабатывания отсечки отстраивается от тока, при котором плавится вставка с учетом величины разбросов по току предохранителя, защиты и запаса, учитывающего точность настройки.

3. Коэффициент самозапуска для нагрузок жилищно-коммунального сектора, а также для большинства нагрузок в сельской местности, где преобладают осветительные и нагревательные устройства при небольшой доле двигательной нагрузки и при времени срабатывания ступени более 0.3 с, может быть принят  $k_{\text{сзп}} \geq 1.2 \div 1.5$ .

4. Производится согласование МТЗ с током плавкой вставки предохранителя, исходя из времени действия ступени с учетом действия устройства защиты и ступени селективности по времени между предохранителем и защитой. Защита от токов КЗ на стороне 0,4 кВ КТП обеспечивается предохранителями на вводе 10 кВ ПТК 10 кВ с  $I_{\text{ном}} = 10$  А, время срабатывания 0.3 с при токе КЗ 72 А.

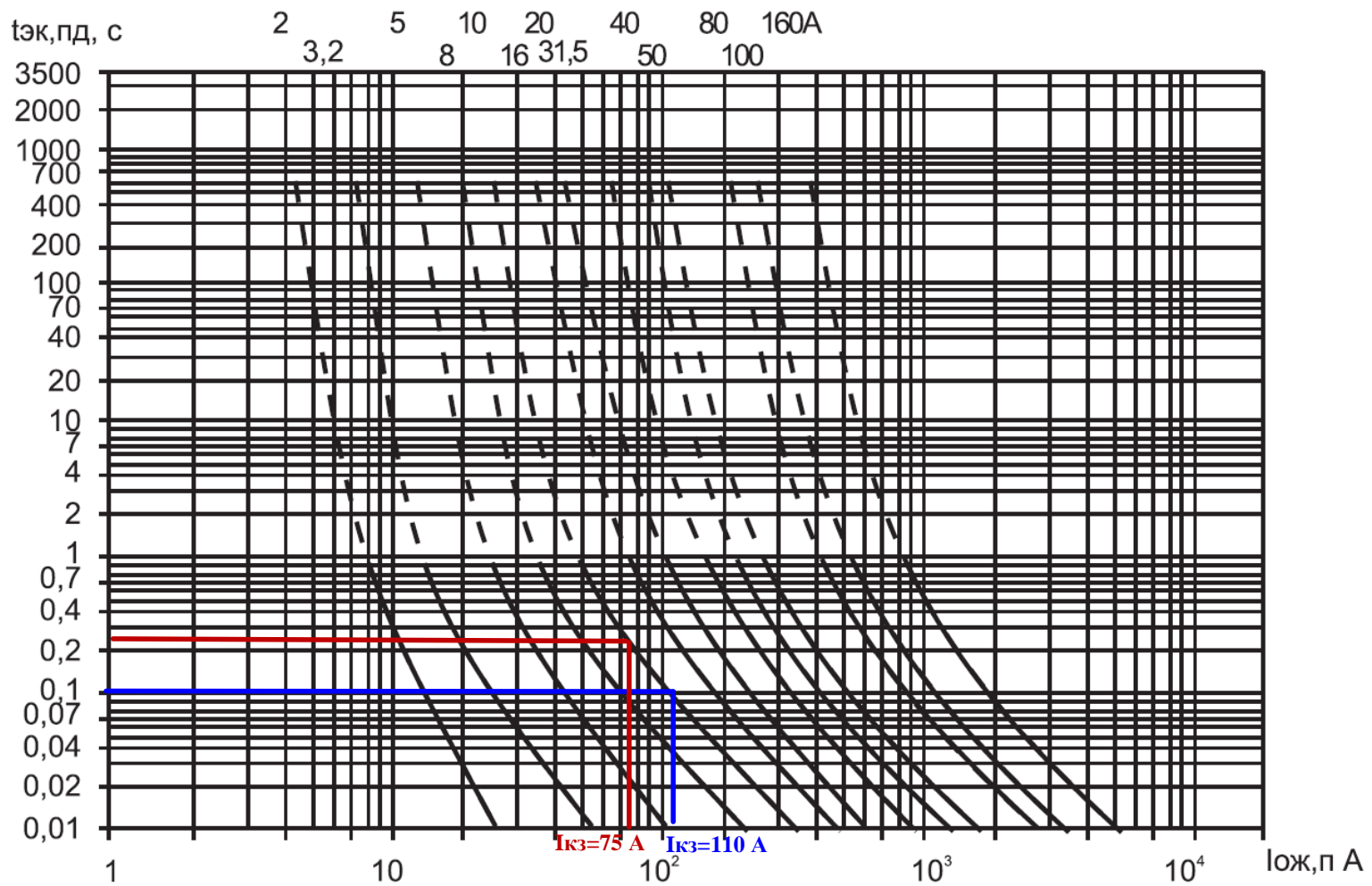


Рисунок 4.3.2 - Время-токовые характеристики плавления предохранителей на номинальные токи 2-160 А, номинальное напряжение 10 кВ.

Согласование защиты с независимой характеристикой с предохранителем КТП 63 кВА

## Приложение А. Формулы для расчета параметров основных элементов схемы замещения распределительной сети

Эквивалентное сопротивление системы, Ом:

$$z_1 = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)'}}$$

где  $U_{\text{НОМ}}$  - номинальное напряжение сети, кВ;

$I_{\text{КЗ}}^{(3)}$  - ток трехфазного КЗ в соответствующем расчетном режиме, кА.

Сопротивление генератора, Ом:

$$x_{d\Gamma}'' = x_{d*}'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}},$$

$$x_2 = x_{2*} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}},$$

где  $x_{d*}''$  - номинальное продольное сверхпереходное сопротивление, о.е;

$x_{2*}$  - реактивное сопротивление обратной последовательности, о.е;

$U_{\text{НОМ}}$  - номинальное напряжение, кВ;

$S_{\text{НОМ}}$  - номинальная полная мощность, МВА.

ЭДС генератора, кВ:

$$E_{\Gamma} = \sqrt{(U_{\text{НОМ}} + \sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}} \cdot x_{d\Gamma}'' \cdot \sin\varphi)^2 + (\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}} \cdot x_{d\Gamma}'' \cdot \cos\varphi)^2},$$

где  $I_{\text{НОМ}}$  - номинальный ток статора генератор, А.

Сопротивление двигателя, Ом:

$$x_{\text{ДВ}} = x_{*\text{ДВ}} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}},$$

где  $x_{*\text{ДВ}} = \frac{1}{k_{\text{п}}}$  - сверхпереходное сопротивление двигателя, о.е;

$k_{\text{п}}$  - кратность пускового тока. о.е;

$U_{\text{НОМ}}$  - номинальное напряжение, кВ;

$S_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\eta \cdot \cos\varphi}$  - номинальная полная мощность, МВА.

Сверхпереходная ЭДС двигателя, кВ:

$$E_{дв} = \sqrt{(U_{ном} - I_{ном} \cdot x_{дв} \cdot \sin\varphi)^2 + (I_{ном} \cdot x_{дв} \cdot \cos\varphi)^2},$$

где  $I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \eta \cdot \cos\varphi}$  - номинальный ток двигателя, А;

$P_{ном}$  - номинальная активная мощность, кВт;

$\cos\varphi$  - коэффициент мощности;

$\eta$  - КПД, %.

Сопротивление двухобмоточного трансформатора, Ом:

$$z_T = \frac{U_k \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_T}, r_T = \Delta P_{кз} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_T}, x_T = \sqrt{z_T^2 - r_T^2},$$

где  $U_k$  - напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

$U_{ном}$  - номинальное напряжение соответствующей обмотки трансформатора, кВ;

$S_T$  - номинальная мощность трансформатора, МВА;

$\Delta P_{кз}$  - мощность короткого замыкания, кВт.

Коэффициент трансформации:

$$k_{тр} = \frac{U_{вн}}{U_{нн}}.$$

У стандартных трансформаторов 6(10)/0.4 кВ со схемой соединения обмоток  $\Delta/Yz$  параметры  $z_1 = z_2 = z_0$ , со схемой соединения обмоток  $Y/Yz$   $z_1 = z_2 \neq z_0$ . Сопротивление нулевой последовательности трансформаторов со схемой соединений обмоток  $Y/Yz$  определяется по паспортным или справочным данным.

Сопротивление линии, Ом:

$$z_l = (r_{уд} + j \cdot x_{уд}) \cdot l,$$

где  $r_{уд}$  - удельное активное сопротивление прямой последовательности, Ом/км;

$x_{уд}$  - удельное индуктивное сопротивление прямой последовательности, Ом/км;

$l$  - длина линии, км.

## Список литературы

1. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД 153-34.0-20.527-98.
2. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Госэнергонадзор. Москва 2007 г.
3. Распределительные электрические сети напряжением 0,4-110 кВ. Требования к технологическому проектированию. Стандарт организации ПАО «Россети». СТО 34.01.-21.1-001-2017. Дата введения: 02.08.2017 г.
4. СТО ОАО «ФСК ЕЭС» № 56947007-29.060.20.020-2009 (дата введения 2009-01-22) «Методические указания по применению силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10 кВ и выше»
5. Распределительные электрические сети напряжением 0,4-110 кВ. Требования к технологическому проектированию. Стандарт организации ПАО «Россети». СТО 34.01.-21.1-001-2017. Дата введения: 02.08.2017 г.
6. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. 2014 г.
7. Беляев А. В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ. - СПб.: ПЭИПК, 2008 г. - 230 с.
8. Шабад М.А. Защита от однофазных замыканий на землю 6-35 кВ - СПб.:2011-56с.
9. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: - 4-е изд., испр. и доп. - СПб.: ПЭИПК, 2010.
10. Микроконтроллерный блок защиты присоединений МКЗП-МИКРО 2.0 / 2.0М / 2.0Д. Руководство по эксплуатации 27.12.31-100-23566247 (версия 1.14 от 24.05.23). ООО «НПП ЭСТРА».