

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное
бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«КАЗАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

И.Л. КУЗЬМИН, И.Ю. ИВАНОВ, Ю.В. ПИСКОВАЦКИЙ

МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ УСТРОЙСТВА
РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Учебное пособие

Допущено Учебно-методическим
советом КГЭУ в качестве
учебного пособия

Казань 2015

УДК 621.316.925

ББК 31.27-05

К89

Рецензенты:

кандидат технических наук, заведующий кафедрой электрооборудования
Казанского национального исследовательского технического университета

им. А.Н. Туполева – КАИ *А.В. Ференц*;

кандидат физико-математических наук, доцент Казанского
государственного энергетического университета *Р.Г. Хузяшев*

Кузьмин И.Л., Иванов И.Ю., Писковацкий Ю.В.

К89

Микропроцессорные устройства релейной защиты: учебное пособие / сост.: И.Л. Кузьмин, И.Ю. Иванов, Ю.В. Писковацкий. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2015. – 310 с.

Даны основные понятия метода симметричных составляющих и анализа векторных диаграмм в релейной защите. Рассмотрены схемы включения и требования к точности измерительных трансформаторов, применяемых для подключения устройств релейной защиты. Изложены сведения об основных элементах цифровой релейной защиты, принципах выполнения микропроцессорных устройств автоматики управления выключателем, микропроцессорных устройств релейной защиты линий электропередачи, трансформаторов, автотрансформаторов, генераторов, сборных шин, особенностях организации цифровых подстанций. Приведены особенности оперативного обслуживания цифровых устройств релейной защиты.

Пособие предназначено для студентов, обучающихся по профильной направленности «Автоматика энергосистем» направления подготовки «Электроэнергетика и электротехника», изучающих дисциплину «Микропроцессорные системы защиты», и ориентировано на развитие следующих профессиональных компетенций – способность разработки планов, программ и методик проведения испытаний электротехнических и электроэнергетических устройств и систем; готовность решать инженерно-технические задачи с применением средств прикладного программного обеспечения; готовность применять методы анализа вариантов, разработки и поиска компромиссных решений.

УДК 621.316.925

ББК 31.27-05

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в связи с развитием техники повсеместно на смену «классической» релейной защите на традиционной электромеханической базе и микроэлектронным устройствам защиты приходит цифровая (микропроцессорная) релейная защита. В технической литературе появились новые термины, такие как «интеллектуально-электронное устройство» (ИЭУ), «микропроцессорный терминал», «адаптивные параметры срабатывания», «гибкая логика» и др.

Использование ИЭУ позволило оптимизировать эксплуатацию и повысить удобство обслуживания устройств релейной защиты за счет качественного и количественного расширения функций, уменьшения массы и габаритов одного устройства, снижения потребляемой мощности в цепях измерения и оперативного постоянного тока, наличия встроенных регистраторов аварийных событий и процессов, а также интеграции с автоматизированными системами управления. Так, например, один микропроцессорный терминал, как правило, выполняет функции автоматики управления выключателем, релейной защиты и сетевой автоматики, что существенно сокращает количество устанавливаемых шкафов, а, следовательно, и кабельных связей между ними.

С внедрением микропроцессорной техники возможным стало применение сложных цифровых способов обработки измеряемых сигналов за достаточно короткие интервалы времени, а также формирование новых оптимальных характеристик срабатывания цифровых реле, что в свою очередь положительным образом повлияло на основные требования к релейной защите. Алгоритмы цифровых устройств релейной защиты также прошли модернизацию, основываясь на широких технических возможностях микропроцессорной техники.

Процесс проектирования и разработки устройств релейной защиты заметно упростился. Цифровые защиты позволили персоналу с помощью программных инструментов вносить изменения в логику работы микропроцессора, например, для увеличения количества входных и выходных сигналов, а иногда и организации дополнительных функций цифровой защиты. Таким образом, ИЭУ внесли гибкость и адаптивность в логику релейной защиты.

У релейной защиты стали появляться и новые функции. Так, например, ИЭУ взяли на себя функцию диагностики состояния высоковольтного оборудования с возможностью информирования

обслуживающего персонала об отклонении контролируемых параметров от заранее заданных норм.

Однако с развитием направления цифровой релейной защиты возникла потребность в более обширных знаниях у релейного персонала. Кроме алгоритмов и принципов работы цифровых реле, также необходимым стали знания по микропроцессорной технике, цифровым способам обработки сигналов, организации работы устройств в различных автоматизированных рабочих местах (АРМ) и SCADA системах, а также интеграции ИЭУ в систему SmartGrid («умные» сети). Расширение функциональных возможностей цифровой релейной защиты привело к увеличению параметров ее настройки, что в некоторой степени усложнило обслуживание и также требует квалифицированного персонала.

Необходимо также отметить, что все вышеописанные тенденции развития устройств релейной защиты не всегда находят должное освещение в современной технической литературе. Отдельные издания по цифровой релейной защите, как правило, являются узконаправленными и раскрывают лишь часть вопросов по данным устройствам.

Целью данного пособия является формирование знаний принципов действия цифровых устройств релейной защиты и особенностей эксплуатации данных устройств в энергетической системе.

На сегодняшний день в энергосистеме Татарстана в сети напряжением 110–500 кВ около 40,5 % микропроцессорных терминалов защит, 3,5 % микроэлектронных устройств защиты и 56 % электромеханических устройств (рис.).

Согласно рис., основное количество микропроцессорных терминалов в Республике Татарстан представлено производителем ООО НПП «ЭКРА».

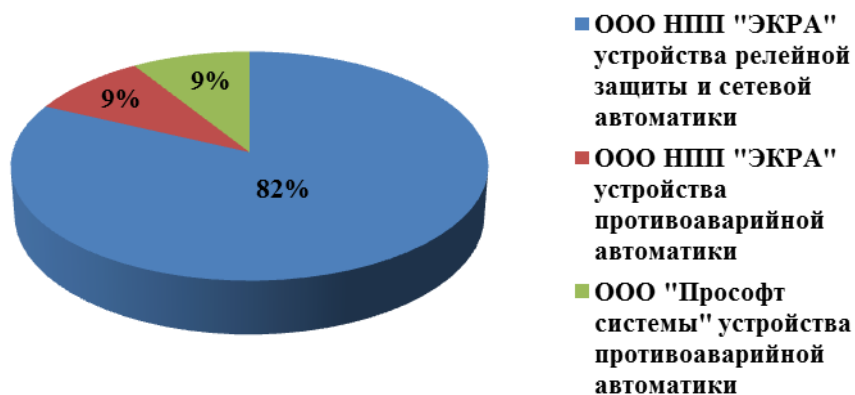


Рис. 1. Распределение количества микропроцессорных устройств релейной защиты по энергосистеме Татарстана в сети 110–500 кВ по фирмам производителям

С учетом этого для иллюстрации рассматриваемых принципов в данной работе используются решения ООО НПП «ЭКРА». «Классические» принципы и устройства релейной защиты в различной степени также рассматриваются в работе для сравнения, облегчения восприятия и усвоения изложенного материала.

Пособие предназначено для студентов, обучающихся по профильной направленности «Автоматика энергосистем» направления подготовки «Электроэнергетика и электротехника», изучающих дисциплину «Микропроцессорные системы защиты», и ориентировано на развитие следующих профессиональных компетенций: способность разработки планов, программ и методик проведения испытаний электротехнических и электроэнергетических устройств и систем; готовность решать инженерно-технические задачи с применением средств прикладного программного обеспечения; готовность применять методы анализа вариантов, разработки и поиска компромиссных решений.

Задача студентов – понимать и использовать технические данные и логику работы устройств релейной защиты для построения схем вторичной коммутации и расчета параметров срабатывания основных и резервных защит оборудования электроэнергетической системы.

Материал данного учебного пособия структурирован в виде разделов, каждый из которых посвящен определенной теме.

В первом разделе рукописи представлена базовая классическая теория, построение и применение векторных диаграмм, которые дают наглядное представление о параметрах систем релейной защиты.

Второй раздел включает достаточно подробное описание теории измерительных трансформаторов, широко применяемых в энергосистемах, принципы действия, отличительные особенности, преимущества, требования к точности электромагнитных и волоконно-оптических трансформаторов.

В третьем разделе рассмотрены вопросы применения в устройствах релейной защиты микропроцессорной техники, описана структура цифровой системы релейной защиты.

В четвертом разделе дано описание возможностей, основных функций современной микропроцессорной автоматики управления выключателем. Представлены схема организации цепей управления выключателем, функции диагностики высоковольтных выключателей, основные требования автоматического повторного включения на примере микропроцессорного терминала БЭ2704011 ООО «НПП ЭКРА».

Разделы 5–8 посвящены описанию микропроцессорных устройств релейной защиты линий электропередачи, трансформаторов (автотрансформаторов), генераторов, сборных шин.

В разделах 9, 10 представлены особенности организации, структура цифровых подстанций, а также вопросы оперативного обслуживания цифровых устройств релейной защиты.

1. ВЕКТОРНЫЕ ДИАГРАММЫ В РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЕ

1.1. Основные понятия

Для анализа нормальных и аварийных режимов в электроэнергетических системах, а также для анализа поведения и детального понимания принципов работы устройств релейной защиты и автоматики применяются векторные диаграммы, которые дают наглядное представление о действующем значении и взаимном расположении синусоидальных параметров режима в системе.

Вектор – это отрезок прямой определенной длины, имеющий направление.

Векторная диаграмма – это графическое изображение посредством векторов соотношений между действующими значениями и фазами синусоидальных электрических величин (токов, напряжений, Э.д.с. и др.) одинаковой частоты в цепи переменного тока [1].

Изобразить электрические величины можно по-разному, например, с помощью рисунков, отображающих электроны в проводе или в виде зависимости мгновенного значения от времени (рис. 1.1).

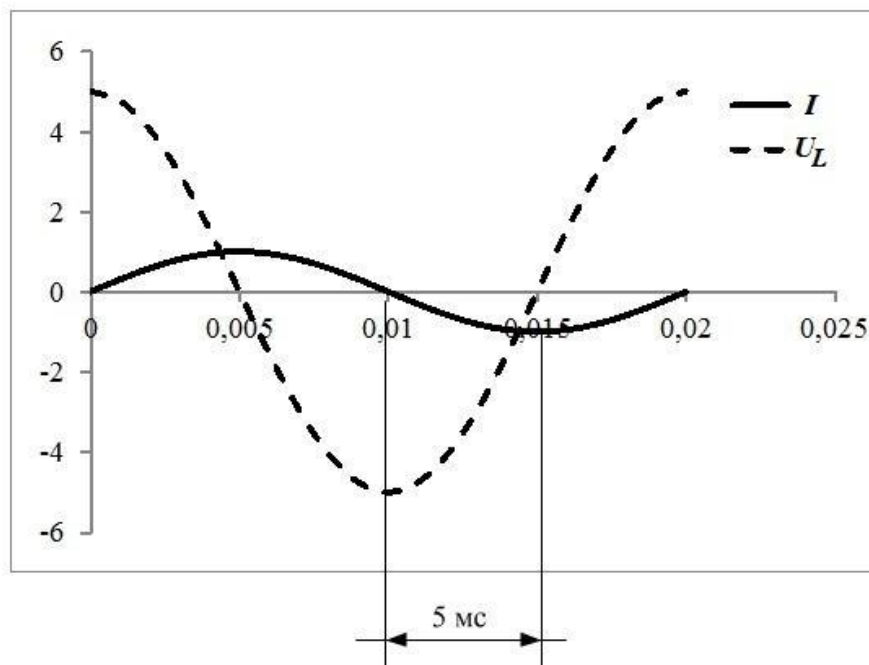


Рис. 1.1. Временные зависимости тока и напряжения

Однако указанные способы не будут удовлетворять требованиям простоты, удобства и наглядности, что, в свою очередь, может привести к

возникновению различных ошибок. Проиллюстрируем достоинства анализа соотношений действующих значений и фаз электрических величин с помощью векторной диаграммы по сравнению, например, с временными зависимостями тока и напряжения (рис. 1.1) на простейшей RLC цепи (рис. 1.2), при условии, что величина индуктивного сопротивления больше величины ёмкостного.

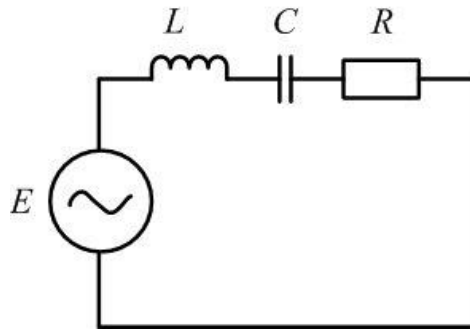


Рис. 1.2. Схема RLC цепи

Прежде чем начать строить векторную диаграмму, выберем вектор, относительно которого будут строиться остальные вектора. Пусть таким вектором будет вектор тока.

Вектор, от которого производится отсчет углов, называется опорным (или основным, базисным) [1]. Опорный вектор принято совмещать с осью ординат. В релейной защите за опорный вектор чаще всего принимается вектор напряжения фазы A или вектор линейного напряжения между фазами A и B , хотя может быть выбран и вектор тока. Если за опорный вектор принят вектор напряжения, то положительные углы откладываются от этого вектора по часовой стрелке, отрицательные – против. В случае, когда опорным вектором является ток, положительные углы откладываются против часовой стрелки, отрицательные – по часовой.

Таким образом, принятый нами опорный вектор тока совмещается с осью ординат (рис. 1.3). Далее строится вектор падения напряжения на активном сопротивлении, величина и фаза которого определяется из следующего соотношения:

$$\vec{U}_R = I \cdot e^{j0^\circ} \cdot R = I \cdot R \cdot e^{j0^\circ}, \quad (1.1)$$

где I – действующее значение тока; R – активное сопротивление.

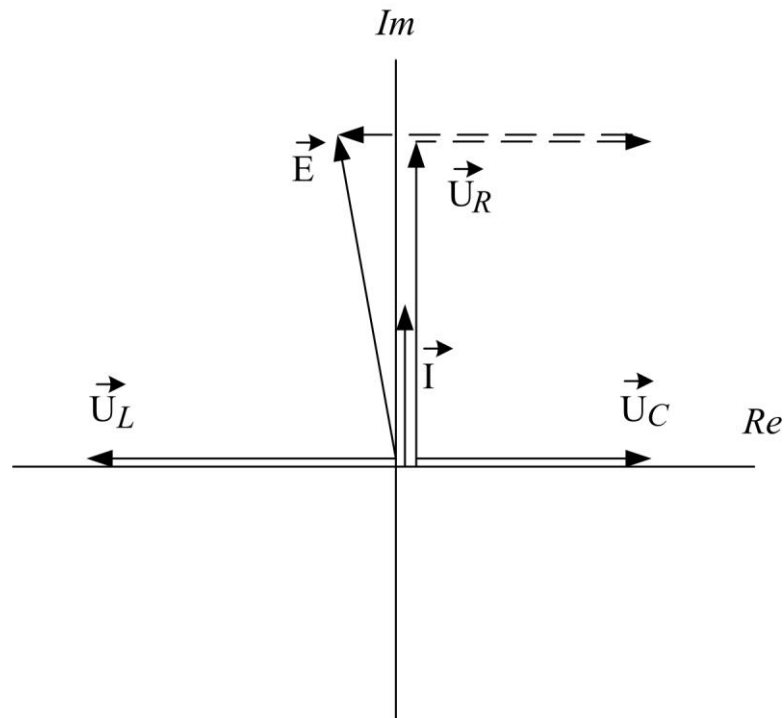


Рис. 1.3. Векторная диаграмма RLC цепи

Из (1.1) видно, что вектор падения напряжения на активном сопротивлении будет совпадать по направлению с вектором тока. Падение напряжения на индуктивном сопротивлении определяется по следующему выражению:

$$\vec{U}_L = I \cdot e^{j0^\circ} \cdot j \cdot \omega \cdot L = I \cdot e^{j0^\circ} \cdot \omega \cdot L \cdot e^{j90^\circ} = I \cdot \omega \cdot L \cdot e^{j90^\circ}, \quad (1.2)$$

где ω – угловая частота; L – величина индуктивности.

Согласно (1.2), вектор \vec{U}_L будет смещен относительно вектора тока на 90° против часовой стрелки, или, другими словами, будет его опережать, т.е. раньше пересечет ось абсцисс при вращении векторов против часовой стрелки.

Выражение (1.3) показывает, что вектор падения напряжения на ёмкостном сопротивлении будет отставать от вектора тока на 90° , так как отрицательные углы откладываются по часовой стрелке от опорного вектора тока.

$$\vec{U}_C = I \cdot e^{j0^\circ} \cdot (-j) \cdot \omega \cdot C = I \cdot e^{j0^\circ} \cdot \omega \cdot C \cdot e^{-j90^\circ} = I \omega C \cdot e^{-j90^\circ}, \quad (1.3)$$

где C – величина ёмкости.

Сумма векторов \vec{U}_R , \vec{U}_L и \vec{U}_C есть вектор Э.д.с.

Таким образом, построив векторную диаграмму, можно легко наблюдать соотношения векторов всех напряжений, Э.д.с. и тока рассматриваемой RLC цепи. На рис. 1.1 углы между током и напряжением определяются по временному запаздыванию синусоиды тока относительно синусоиды напряжения. Величина временной разницы между, например, амплитудными значениями двух синусоид позволяет сделать вывод о величине угла между током и напряжением. Однако при наличии на рис. 1.1 кроме синусоид тока и напряжения на индуктивности сигналов напряжений на ёмкости, активном сопротивлении и Э.д.с., определение временных сдвигов между синусоидами значительно осложняется. Поэтому в релейной защите активно используются векторные диаграммы как основной инструмент для отображения соотношений между параметрами режима электроэнергетической системы.

В релейной защите для измерения действующих значений и углов между векторами параметров режима используются специальные приборы такие, как «ВАФ-85», «ПАРМА ВАФ-А», «РЕТОМЕТР-М2». Данные приборы используют понятия областей «ёмкостных» и «индуктивных» градусов (рис. 1.4).

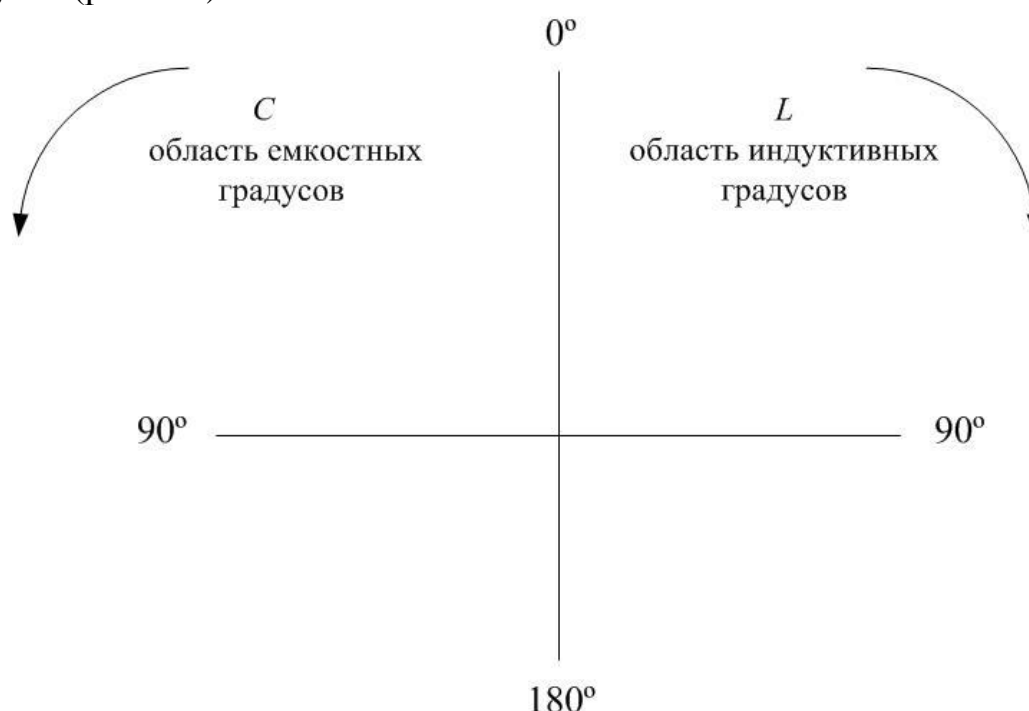


Рис. 1.4. Область «ёмкостных» и «индуктивных» градусов

«Ёмкостные» градусы располагаются в той области векторной диаграммы, где вектор тока опережает вектор напряжения, при условии,

что вектор напряжения совмещен с осью ординат. «Индуктивные» градусы располагаются в той области векторной диаграммы, где вектор тока отстает от вектора напряжения, при условии, что вектор напряжения совмещен с осью ординат.

1.2. Метод симметричных составляющих

В технике релейной защиты очень широко распространен метод симметричных составляющих, позволяющий повысить чувствительность устройств защиты и надежно отстроить их от нагрузочных режимов.

Согласно [2], метод симметричных составляющих был разработан в 1918 г. для упрощения расчетов несимметричных режимов в трёхфазной сети.

Суть метода заключается в том, что любую несимметричную систему векторов можно представить в виде трех симметричных трёхфазных систем векторов: система прямой последовательности (рис. 1.5, а), система обратной последовательности (рис. 1.5, б), система нулевой последовательности (рис. 1.5, в).

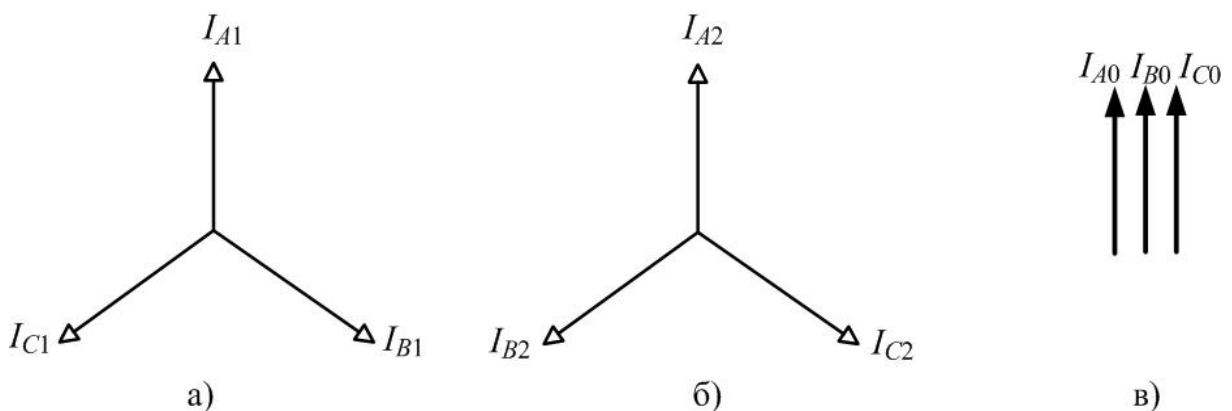


Рис. 1.5. Системы векторов прямой, обратной, нулевой последовательностей

В системе прямой последовательности векторы фаз сдвинуты относительно друг друга на 120° и при вращении вокруг нулевой точки с условным направлением против часовой стрелки пересекают условную вертикальную ось с чередованием A , B и C . В системе обратной последовательности векторы при их вращении в том же условном направлении пересекают вертикальную ось с чередованием A , C и B [2], и также сдвинуты относительно друг друга на 120° . В связи с тем, что во втором случае чередование фаз обратно первому, систему с чередованием

фаз A , C , B принято называть обратной. В системе нулевой последовательности угол между векторами является нулевым, отсюда и название «нулевая последовательность».

Каждой последовательности принято присваивать индекс. Так, например, параметр режима (ток или напряжение) прямой последовательности будет иметь индекс 1, обратной последовательности – 2, нулевой – 0.

Метод симметричных составляющих позволяет с помощью математических формул искусственно разложить на симметричные составляющие любую систему токов или напряжений [2], согласно следующим формулам:

$$\begin{aligned} 3U_{A1} &= U_A + a \cdot U_B + a^2 \cdot U_C, \\ 3U_{A2} &= U_A + a^2 \cdot U_B + a \cdot U_C, \\ 3U_{A0} &= U_A + U_B + U_C. \end{aligned} \quad (1.4)$$

Оператор a – это комплексный множитель, представляющий комплексное число следующего вида:

$$a = e^{j120^\circ} = -0,5 + j0,87 [3].$$

Оператор a называют еще фазовым множителем, так как умножение любого вектора на a означает поворот этого вектора на угол 120° против часовой стрелки [3], при этом амплитуда вектора не изменяется. Соответственно произведение вектора на a^2 есть поворот данного вектора на 240° против часовой стрелки.

Аналогично (1.4) с помощью математических преобразований, возможно, перейти от симметричных систем векторов к несимметричной системе, т.е. выполнить обратное преобразование для каждой фазы в отдельности. Математические формулы, позволяющие это сделать следующие:

$$\begin{aligned} U_A &= U_{A1} + U_{A2} + U_{A0}, \\ U_B &= a^2 \cdot U_{A1} + a \cdot U_{A2} + U_{A0}, \\ U_C &= a \cdot U_{A1} + U_{A2} + U_{A0}. \end{aligned} \quad (1.5)$$

Рассмотрим пример разложения несимметричной трёхфазной системы векторов тока (рис. 1.6) на симметричные составляющие и обратно.

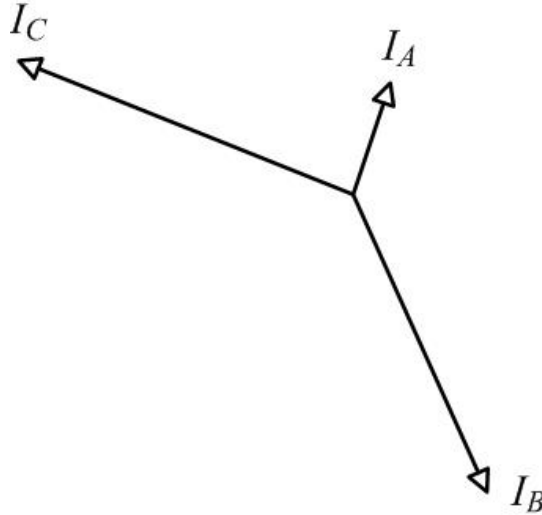


Рис. 1.6. Несимметричная трёхфазная система векторов тока

Для того чтобы получить систему векторов прямой последовательности, необходимо воспользоваться преобразованиями описанными в (1.4), из которых видно, что вектор фазы A остается без изменений, вектор фазы B поворачивается на 120° против часовой стрелки (рис. 1.7, а), а вектор фазы C поворачивается на 240° против часовой стрелки (рис. 1.7, б).

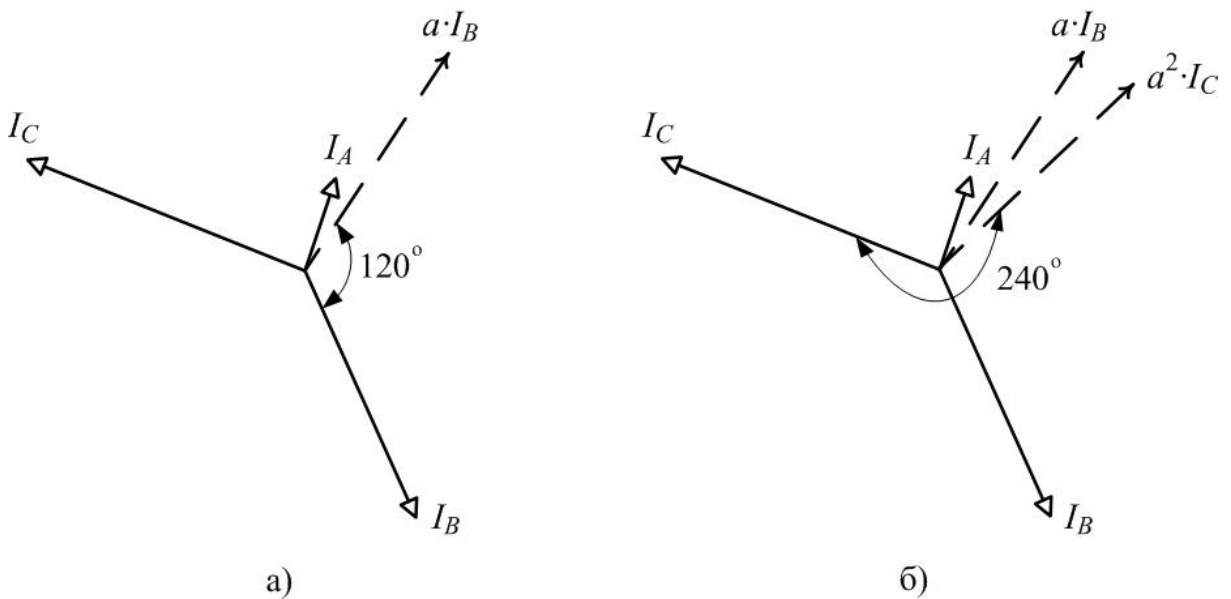


Рис. 1.7. Преобразования над векторами в целях получения системы векторов прямой последовательности

Затем вектора складываются (рис. 1.8). Результирующий вектор есть утроенное значение вектора прямой последовательности фазы A . Вектора прямой последовательности фазы B и C будут сдвинуты относительно вектора фазы A на 240° и 120° соответственно. При этом следует помнить, что положительное направление углов будет против часовой стрелки.

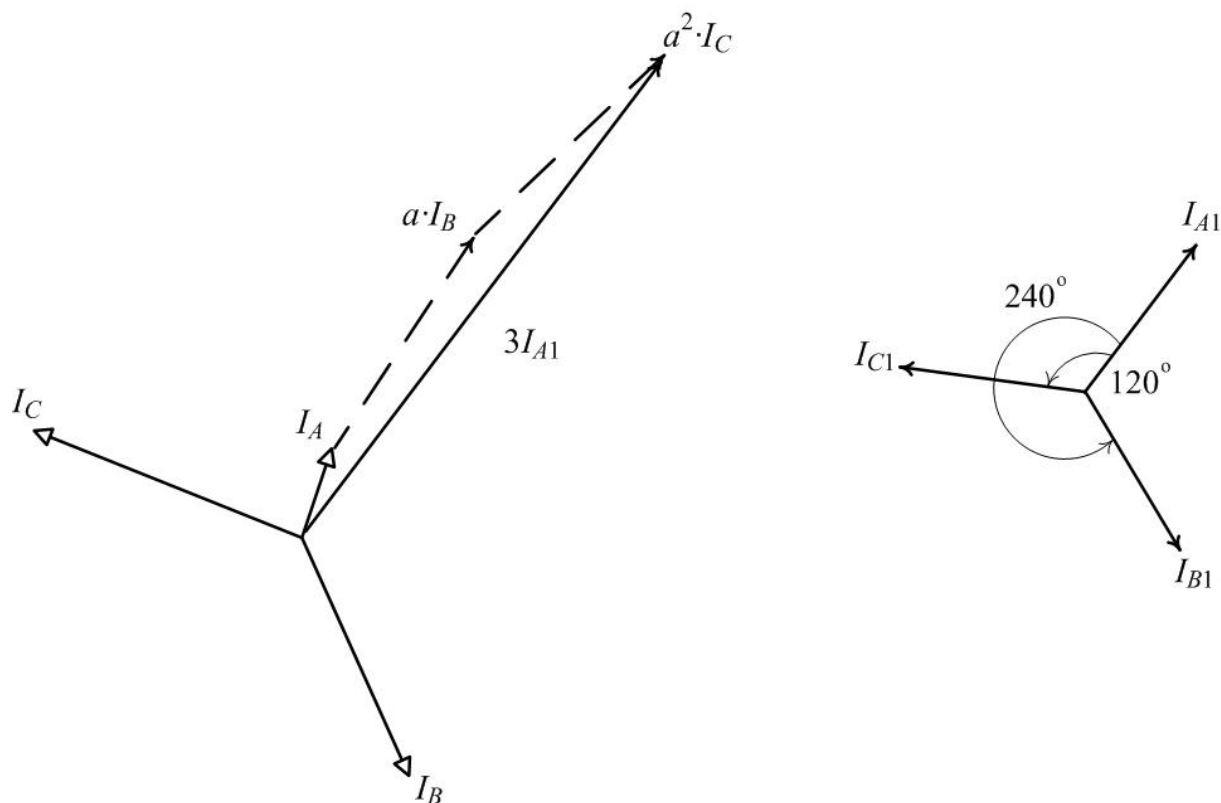


Рис. 1.8. Система векторов прямой последовательности

Далее построим систему векторов обратной последовательности. Для этого также как и в предыдущем случае воспользуемся выражениями (1.4). Вектор фазы A остается без изменений. Вектор фазы B поворачивается на 240° (рис. 1.9, a), а вектор фазы C – на 120° (рис. 1.9, b).

После этого получаем результирующий вектор, который и будет утроенным вектором обратной последовательности фазы A . В данном случае вектора обратной последовательности фаз B и C будут сдвинуты на 120° и 240° соответственно (рис. 1.10).

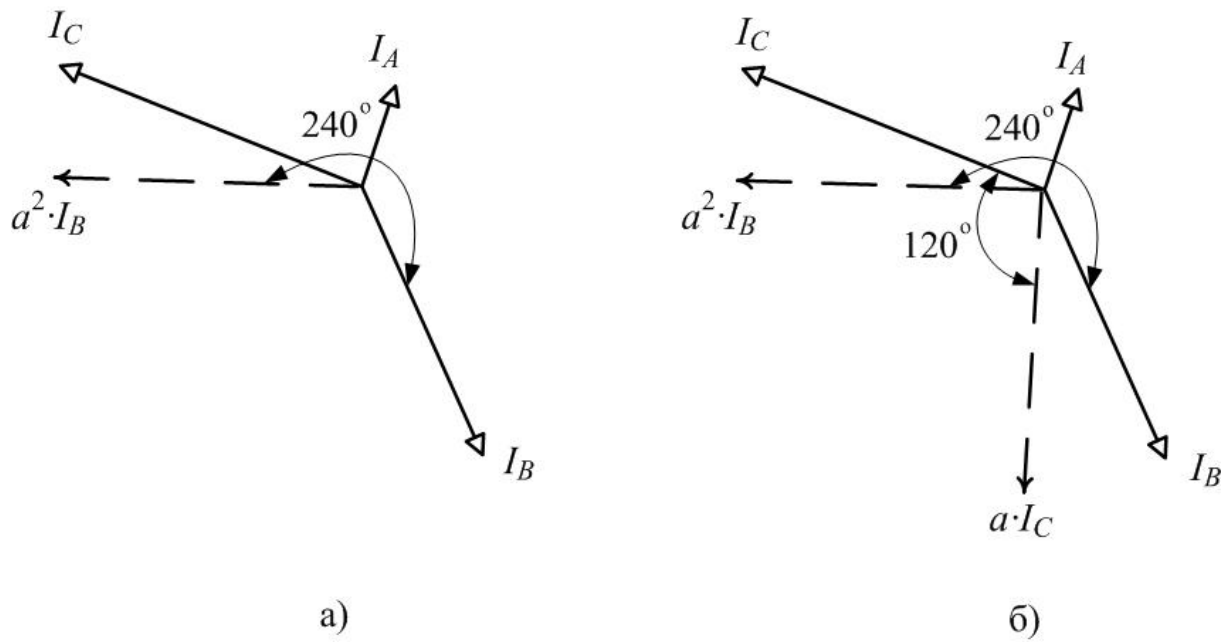


Рис. 1.9. Преобразования над векторами в целях получения системы векторов обратной последовательности

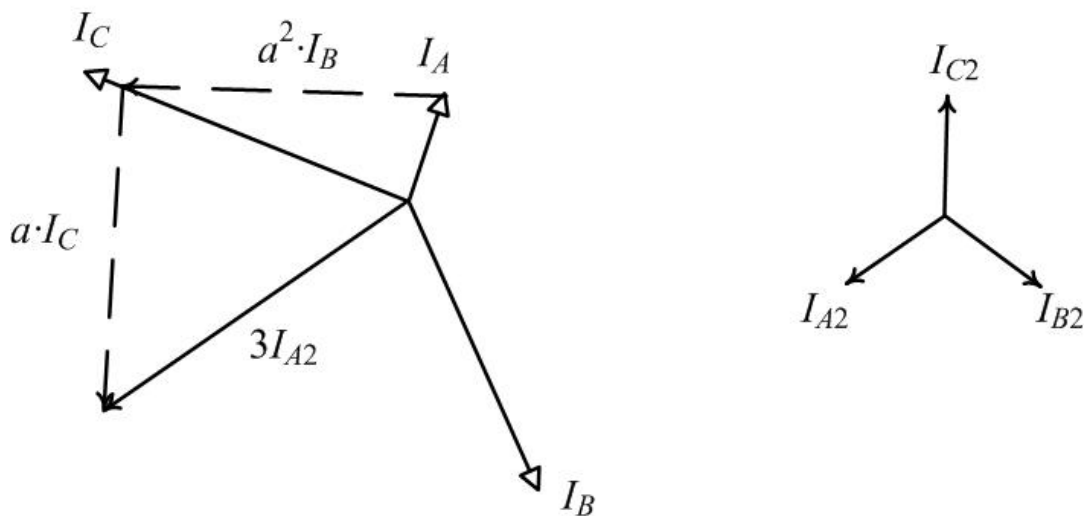


Рис. 1.10. Система векторов обратной последовательности

Для получения системы векторов нулевой последовательности необходимо сложить вектора. Результирующий вектор будет утроенным вектором нулевой последовательности фазы A . Согласно определению, вектора нулевой последовательности направлены в одну сторону и имеют одинаковую длину. На основании этого получаем рис. 1.11.

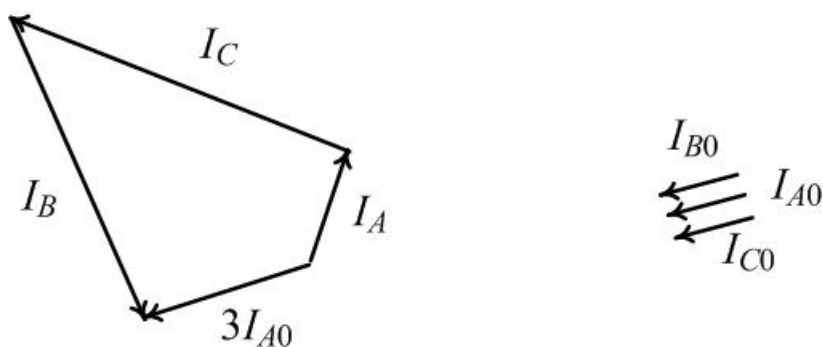


Рис. 1.11. Система векторов нулевой последовательности

Восстановить несимметричную систему векторов, используя вектора симметричных систем, возможно на основании преобразований, указанных в (1.5). Результат преобразований отражен на рис. 1.12.

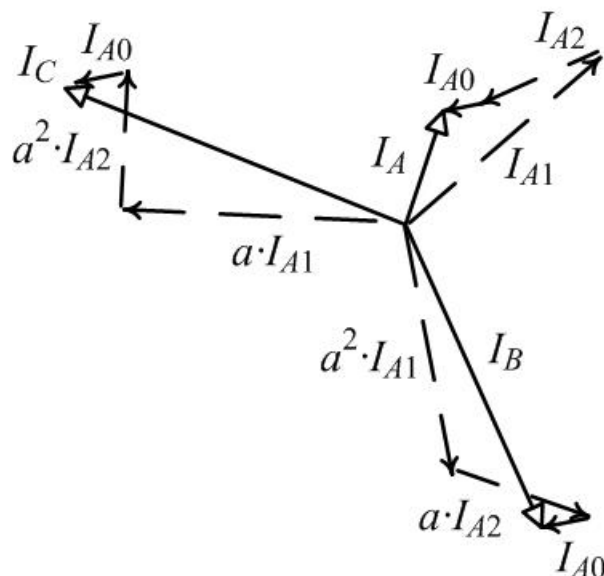


Рис. 1.12. Восстановленная по векторам симметричных составляющих несимметричная система векторов

В общем виде следует подчеркнуть, что симметричные составляющие прямой, обратной и нулевой последовательностей являются составляющими, искусственно полученными с помощью математики, и, как правило, поэтому не могут быть по отдельности измерены обычными вольтметрами и амперметрами в реальных генераторах, трансформаторах, линиях, двигателях и других элементах трёхфазных электрических цепей [2].

Только в идеально симметричных трёхфазных режимах нагрузки и при идеально симметричных трёхфазных коротких замыканиях векторные диаграммы токов и напряжений совпадают с векторными диаграммами

прямой последовательности. В этих случаях при искусственном разложении токов и напряжений на симметричные составляющие обратной и нулевой последовательностей равны нулю [2].

Однако реальные трёхфазные цепи, реальные электрические системы даже в нормальных режимах имеют небольшую несимметрию. Поэтому токи и напряжения в реальных цепях или системах практически всегда содержат ту или иную последовательность.

Составляющие обратной последовательности могут быть искусственно получены из значений токов и напряжений при наличии в сети любой несимметрии, в том числе в виде однофазного или двухфазного короткого замыкания, обрыва одной или двух фаз или несимметрии нагрузки. Наибольшие значения ток и напряжение обратной последовательности имеют в месте несимметрии [2].

Составляющие нулевой последовательности могут быть искусственно получены в некоторых случаях несимметрии, в том числе при однофазных, двухфазных и несимметричных трёхфазных коротких замыканиях на землю, а также в случаях обрыва одной или двух фаз или несимметрии нагрузки. При двухфазных коротких замыканиях без земли токи и напряжения нулевой последовательности равны нулю. Наибольшие значения ток и напряжение нулевой последовательности также имеют в месте короткого замыкания, обрыва фаз или другой несимметрии [2].

1.3. Векторные диаграммы нагрузочных режимов

При вычислении токов и напряжений элементы энергосистемы заменяют в расчетных схемах активными и реактивными сопротивлениями. Генераторы, трансформаторы и реакторы замещают индуктивными сопротивлениями, а линии – индуктивно-активными сопротивлениями. Большинство нагрузок также замещается индуктивно-активными сопротивлениями.

На рис. 1.13, *а* представлена электрическая трёхфазная система, состоящая из генератора, линии и нагрузки. Поскольку режим симметричный, схема замещения для расчёта изображена для одной фазы по рис. 1.13, *б*.

На этой схеме генератор замещен Э.д.с. и индуктивным сопротивлением x_G , линия – индуктивным x_L и активным r_L сопротивлениями, а нагрузка – индуктивным x_H и активным r_H сопротивлениями. На рис. 1.13, *б* указаны токи и напряжения, которые необходимо показывать на векторной диаграмме, а также заданы

положительные направления данных токов и напряжений всех фаз. Построение векторной диаграммы для нагрузочного режима начинается с построения токов. На схеме замещения показано, что токи нагрузки I_H по линии от станции I_1 и генератора I_G равны по величине. Поэтому эти токи изображаются на векторной диаграмме совпадающими [4].

Поскольку положительные направления токов I_G , I_1 , I_H приняты совпадающими по контуру с положительными направлением Э.д.с. E , а положительные направления падений напряжения от токов приняты совпадающими с положительными направлениями этих токов, то векторы падений напряжения на векторной диаграмме изображаются совпадающими с этими токами на активных сопротивлениях и опережающими эти токи на 90° на индуктивных сопротивлениях.

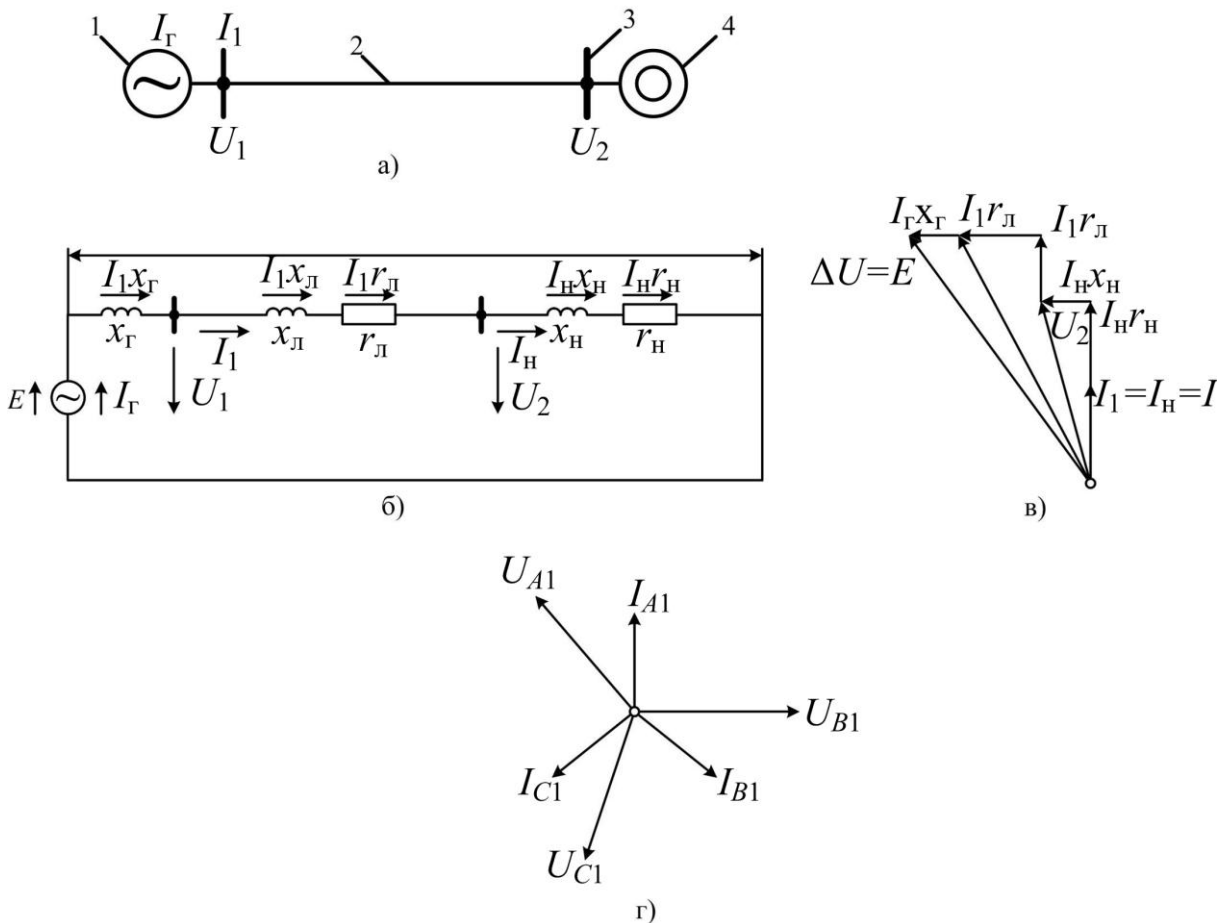


Рис. 1.13. Векторные диаграммы при нагрузочном режиме:
 а – схема рассматриваемой сети; б – расчетная схема замещения;
 в – векторная диаграмма одной фазы рассматриваемого нагрузочного режима; г – трёхфазная векторная диаграмма токов и напряжений на шинах со стороны питающей подстанции; 1 – генератор; 2 – линия; 3 – подстанция; 4 – нагрузка

Приведенная на рис. 1.13, *в* векторная диаграмма справедлива для любой фазы электрической системы, изображенной на рис. 1.13, *а*. Если построить совмещенную векторную диаграмму для всех трех фаз, то она изобразится тремя векторными диаграммами (рис. 1.13, *в*), которые сдвинуты одна относительно другой на 120° , так как исходные векторы токов разных фаз сдвинуты на 120° .

На практике обычно бывает, что нужна не вся векторная диаграмма, приведенная на рис. 1.13, *в*, а лишь ее часть, например токи по линии и напряжения на шинах подстанции (рис. 1.13, *з*).

Приведенная на рис. 1.13, *з* векторная диаграмма часто встречается на практике и соответствует случаю, когда активная и реактивная мощности направлены от станции к приемной подстанции. Однако необходимо иметь в виду, что в сложных сетях и в случаях, когда у потребителя имеются синхронные компенсаторы, двигатели или статические конденсаторы, векторные диаграммы могут иметь другой вид, когда вектор тока относительно вектора одноименного фазного напряжения может быть расположен под любым углом от 0 до 360° [4].

Анализ правильности установки и подключения измерительных трансформаторов тока и напряжения, выполнения вторичных цепей тока и напряжения, а также правильности включения устройств релейной защиты, как правило, производится по векторным диаграммам.

Векторные диаграммы для оценки правильности включения направленных защит, как правило, снимаются относительно напряжения, подведенного к данным защитам. В остальных случаях, когда к защите подводят только цепи тока или только цепи напряжения, например при проверке дифференциальных и максимальных токовых защит, фильтровых защит обратной последовательности, векторные диаграммы можно снимать относительно любой системы напряжений, синхронной с проверяемыми присоединениями.

Для анализа выполнения токовых цепей по векторной диаграмме токов необходимо установить значение и направление активной и реактивной мощностей, протекающих по данному присоединению.

В общем случае вектор первичного тока может занимать на векторной диаграмме любое положение в одном из четырех квадрантов. При определении квадранта, в котором располагается вектор тока, необходимо исходить из следующего [5]:

- 1) за положительное направление активной, реактивной мощностей и тока принято считать направление от шин в линию;

2) фазовый вектор положительной активной мощности (тока) принято считать совпадающим по фазе с вектором одноименного фазного напряжения;

3) фазовый вектор положительной реактивной мощности (тока) принято считать отстающим на 90° от вектора одноименного фазного напряжения, поэтому положительная реактивная мощность соответствует индуктивной нагрузке;

4) вектор первичного тока совпадает по направлению с вектором полной мощности.

Таким образом, система координат имеет вертикальную и горизонтальную оси: вертикальная ось P , положительное направление активной мощности и фазного напряжения – вверх; горизонтальная ось Q , положительное направление мощности (тока) – вправо; I, IV – индуктивные квадранты; II, III – ёмкостные квадранты (рис. 1.14) [5].

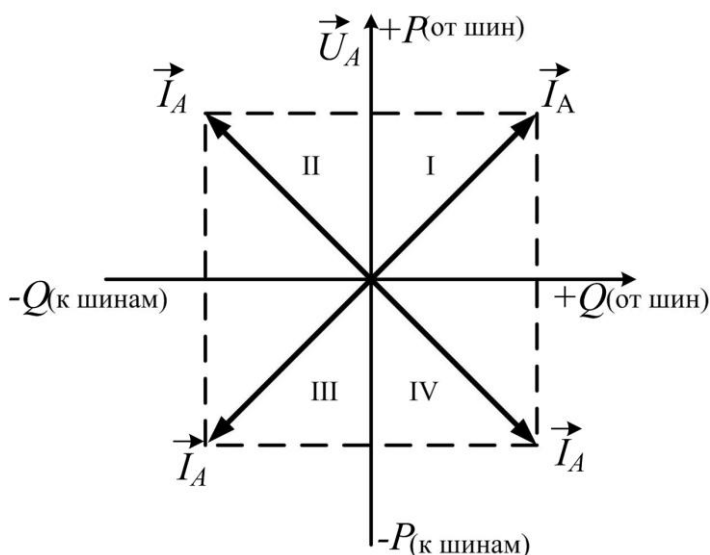


Рис. 1.14. Положение вектора тока фазы A в системе координат при разных направлениях активной и реактивной мощности

1.4. Векторные диаграммы аварийных режимов

При построении векторных диаграмм токов и напряжений при коротких замыканиях (КЗ) токи нагрузки не учитываются из-за их относительно малой величины по сравнению с токами КЗ.

Трёхфазные КЗ. На рис. 1.15, *a* показана схема, состоящая из трёхфазной системы, линии и подстанции, в точке K произошло трёхфазное КЗ. Так как режим трёхфазного КЗ является симметричным,

т.е. одинаков для всех трех фаз, то для расчета достаточно рассмотреть одну фазу. На рис. 1.15, б приведена расчетная схема замещения для рассматриваемого случая. Для простоты изложения сопротивление системы принято равным нулю. На этой же схеме указаны принятые положительные направления интересующих нас токов и напряжений. Построение векторной диаграммы для одной фазы начинается с построения в произвольном направлении вектора тока $I_{к.з}$ и равного ему по величине и направлению вектора тока I_1 . Напряжение на шинах подстанции вблизи места КЗ равно нулю, напряжение на шинах системы равно сумме падений напряжений на активном и индуктивном сопротивлениях линии и изображается вектором U_1 , а фазное Э.д.с. вектором E . Вектор тока I_1 отстает от вектора напряжения на шинах станции U_1 на угол φ , величина которого зависит от соотношения индуктивного и активного сопротивлений линий.

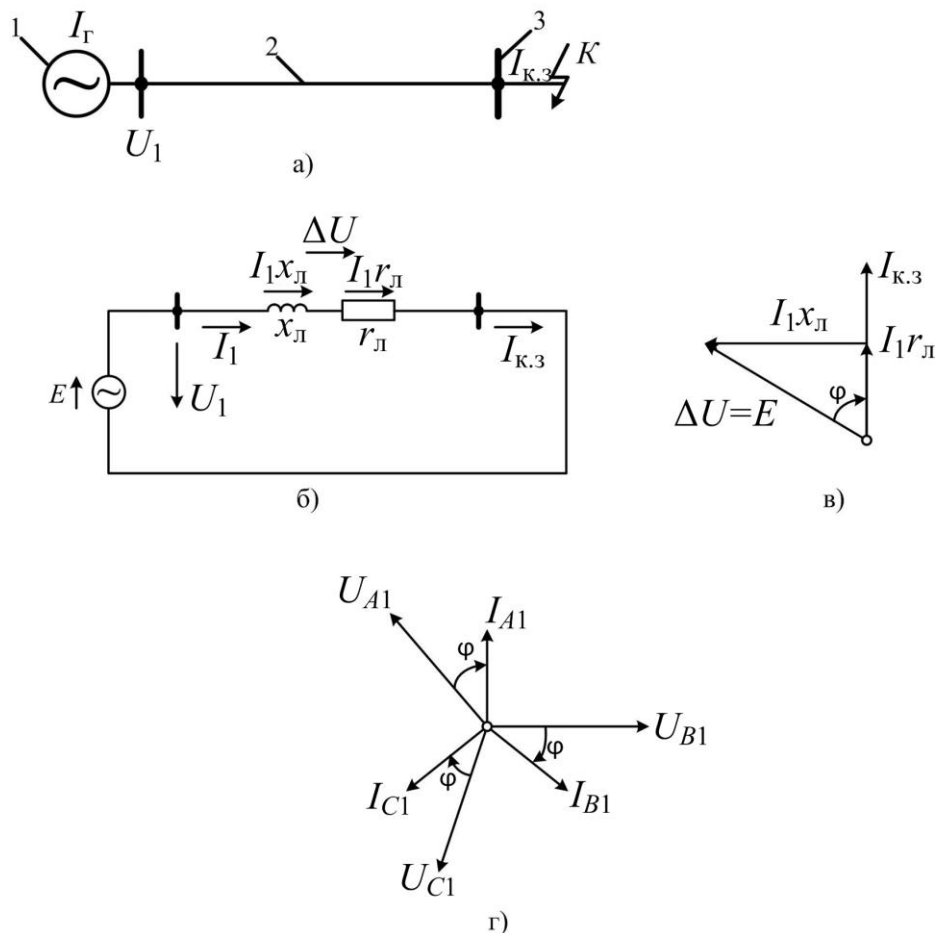


Рис. 1.15. Векторные диаграммы при трёхфазном коротком замыкании:
 а – схема рассматриваемой сети; б – расчетная схема замещения;
 в – векторная диаграмма одной фазы; г – трёхфазная векторная диаграмма токов и напряжений на шинах со стороны питающей подстанции;
 1 – генератор; 2 – линия; 3 – подстанция

Для воздушных линий 110–550 кВ угол φ лежит в пределах 60–85°. На рис. 1.15, *г* изображены векторные диаграммы токов и напряжений трех фаз соответственно для энергосистемы.

Двухфазные КЗ. На рис. 1.16, *а* изображена такая же электрическая система, как на рис. 1.15, *а*, но в точке *К* показано двухфазное КЗ. Для расчета на рис. 1.16, *б* приведена расчетная схема и указаны положительные направления для интересующих нас токов и напряжений. На рис. 1.16, *в* показана векторная диаграмма, изображающая токи и напряжения в режиме двухфазного КЗ.

Построение векторной диаграммы производится в следующей последовательности. Сначала откладывается в произвольном направлении вектор тока $I_{к.з}$ и совпадающий с ним вектор тока I_{B1} . Вектор тока I_{C1} , равный по величине току I_{B1} , но имеющий с ним встречное положительное направление, изображается вектором, сдвинутым на 180° относительно вектора тока I_{B1} . Векторы падения напряжений $I_{B1}r_{л}$ и $I_{C1}r_{л}$ строятся совпадающими с соответствующими векторами тока.

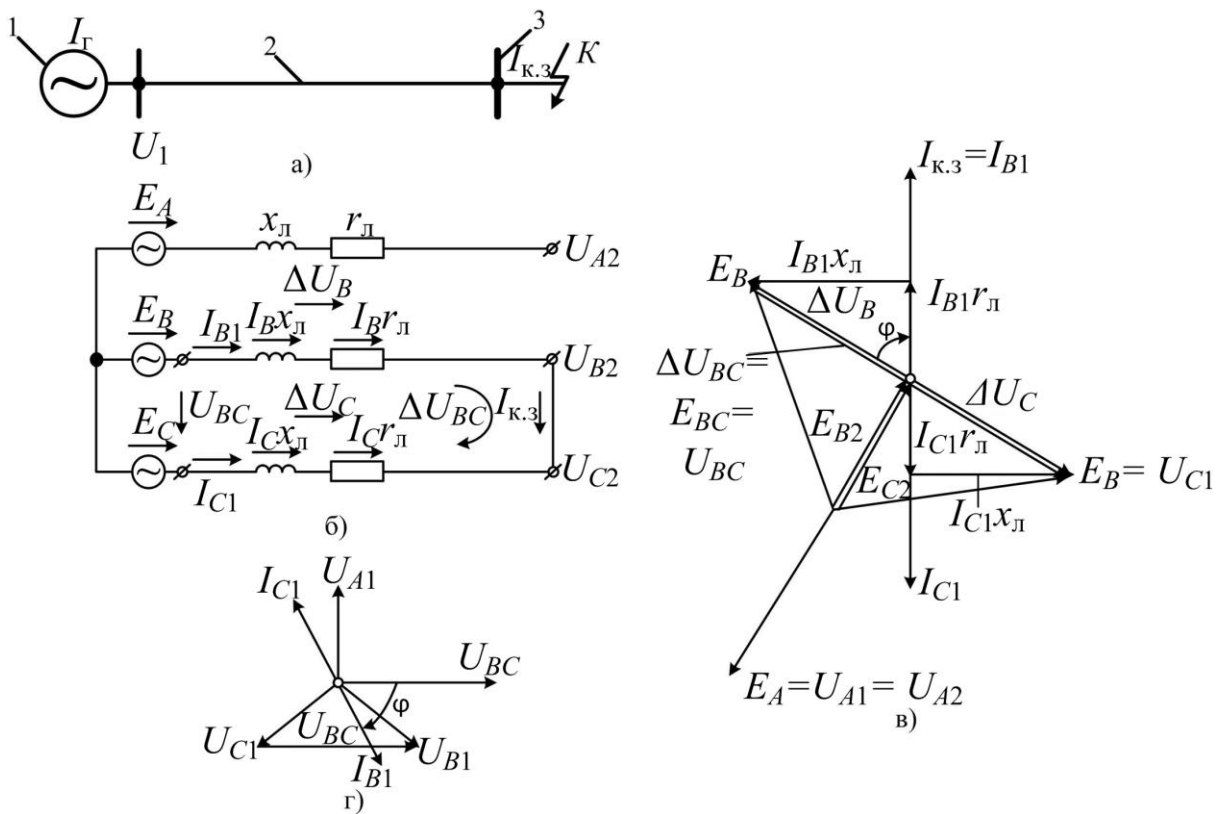


Рис. 1.16. Векторные диаграммы при двухфазном коротком замыкании: *а* – схема сети; *б* – расчетная схема замещения; *в* – векторная диаграмма для поврежденных фаз; *г* – векторная диаграмма токов и напряжений на шинах питающей подстанции; 1 – генератор; 2 – линия; 3 – подстанция

Откладываются векторы падений напряжений на индуктивных сопротивлениях $I_{B1}x_L$ и $I_{C1}x_L$, опережающие векторы своих токов на 90° .

Таким образом, под действием тока на каждой фазе получается падение напряжений ΔU_{B1} и ΔU_{C1} как сумма падений напряжений на активном и реактивном сопротивлениях.

Положительное направление для результирующего падения напряжения ΔU_{BC} совпадает с положительным направлением для падения напряжения ΔU_{B1} и встречно с положительным направлением для падения напряжения ΔU_{C1} . Поэтому вектор ΔU_{BC} должен изображаться как разность векторов ΔU_{B1} и ΔU_{C1} . Таким же вектором изобразится и действующая по контуру КЗ Э.д.с. E_{BC} , которая имеет положительное направление, совпадающее с положительным направлением Э.д.с. фазы B и встречное с положительным направлением Э.д.с. фазы C . Исходя из вектора междуфазной Э.д.с. E_{BC} , строим «звезду» векторов фазных Э.д.с. E_A , E_B и E_C .

Из векторной диаграммы видно, что угол φ между вектором тока $I_{к.з.}$ и вектором междуфазного напряжения U_{BC} определяется соотношением индуктивного и активного сопротивлений линии, как и при трёхфазном КЗ.

Фазные напряжения в месте КЗ равны: на фазе A (U_{A2}) – значению величины фазной Э.д.с., а на фазах B и C (U_{B2} и U_{C2}) – половине величины фазной Э.д.с. На практике при векторном изображении напряжения и токов при двухфазном КЗ векторы токов и напряжений изображаются из одной точки. В этом случае векторную диаграмму при анализе поведения линейных защит изображают, как показано на рис. 1.16, *г*.

Однофазные КЗ. На рис. 1.17 приведена схема и векторные диаграммы токов и напряжений при однофазном КЗ в точке K .

Сопротивление элементов электрической системы при однофазном КЗ отличается по величине от сопротивлений при трёхфазном и двухфазном КЗ. В расчетной схеме на рис. 1.17, *б* сопротивление линии изображено индуктивным и активным сопротивлениями $x_{0Л}$ и $r_{0Л}$.

На этой схеме показаны положительные направления для интересующих нас токов и напряжений.

На векторной диаграмме рис. 1.17, *в* сначала откладывается вектор тока $I_{кз}$ и равный ему вектор тока I_1 .

Векторы падения напряжений на активных и индуктивных сопротивлениях линии откладываются по общим правилам.

Вектор результирующего падения напряжения U и равный ему вектор фазной Э.д.с. E получается как векторная сумма падений напряжений на отдельных сопротивлениях.

Приведенная на рис. 1.17, а векторная диаграмма справедлива для короткого замыкания на любой фазе. На рис. 1.17, б приведена векторная диаграмма для токов и напряжений в конце линии для случая однофазного КЗ на фазе А.

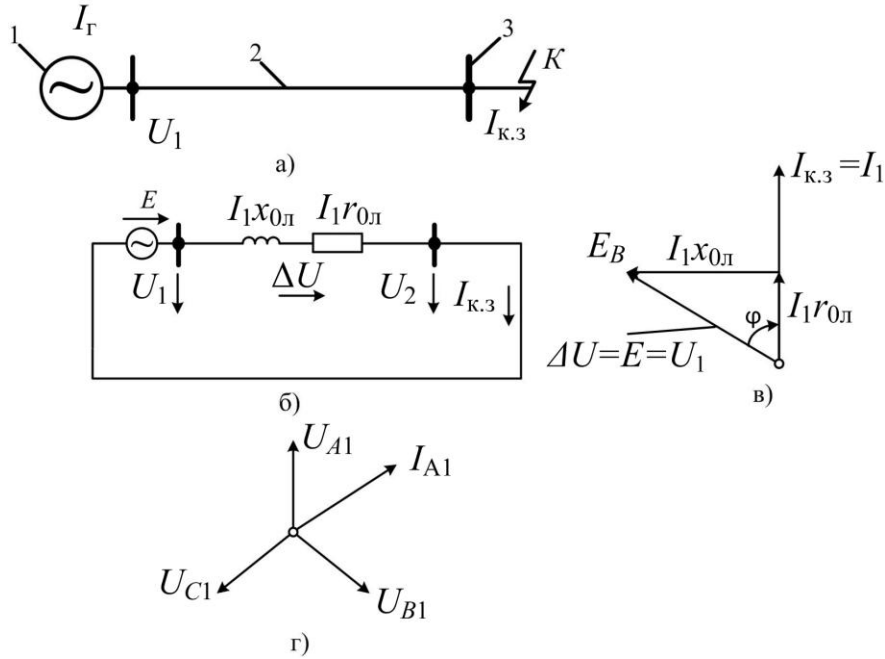


Рис. 1.17. Векторные диаграммы при однофазном коротком замыкании: а – схема сети; б – расчетная схема замещения; в – векторная диаграмма для поврежденной фазы; г – векторная диаграмма токов и напряжений на шинах питающей подстанции; 1 – генератор; 2 – линия; 3 – подстанция

1.5. Векторные диаграммы при трансформации токов короткого замыкания

При наличии трансформаторов в цепи короткого замыкания токи повреждения на разных сторонах трансформатора могут различаться не только по значению, но и по фазе. Это зависит от схемы соединения обмоток трансформатора.

Изменение токов по фазе происходит только в случае соединения обмоток по схеме «звезда»-«треугольник». В отечественной практике у таких трансформаторов используется 11-я группа соединения обмоток. Для примера рассмотрим трансформацию токов КЗ через двухобмоточный трансформатор, выполненный по схеме «звезда»-«треугольник» 11-й группы с заземленной нейтралью со стороны «звезды». Рассмотрим трансформацию токов симметричных составляющих разной последовательности (рис. 1.18).

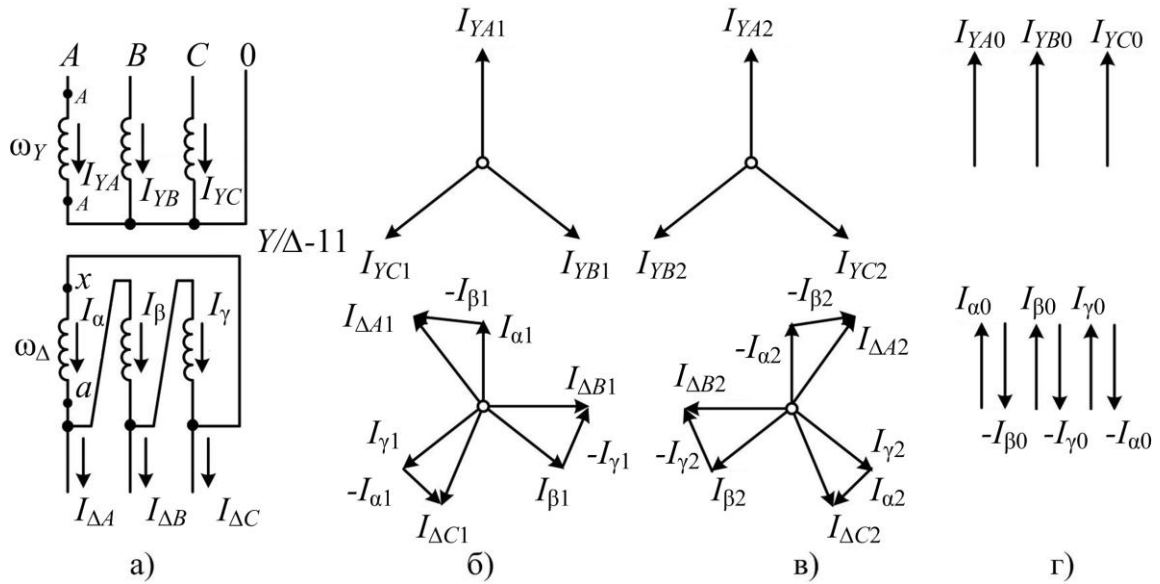


Рис. 1.18. Трансформация токов симметричных составляющих при соединении обмоток трансформатора по схеме $Y/\Delta-11$: а – поясняющая схема; б – трансформация токов прямой последовательности; в – трансформация токов обратной последовательности; г – трансформация токов нулевой последовательности

Как показано на рис. 1.18, при переходе токов со стороны «звезды» на сторону «треугольника» ток прямой последовательности поворачивается на 30° против часовой стрелки. Ток обратной последовательности поворачивается также на 30° , но по часовой стрелке. Токи нулевой последовательности замыкаются в обмотке, соединенной в «треугольник», и во внешние цепи не поступают. Из этого следует, что токи на стороне «треугольника» не содержат составляющих нулевой последовательности.

Трансформация симметричных составляющих напряжений разной последовательности происходит аналогично трансформации токов. Соотношение токов КЗ при трансформации зависит от коэффициента трансформации по напряжению K , который связан с числом витков соответствующих обмоток трансформатора следующим образом:

$$K = \frac{U_{\Delta Y}}{U_{\Delta \Delta}} = \frac{\omega_Y \sqrt{3}}{\omega_{\Delta}}, \quad (1.6)$$

где ω – число витков соответствующей обмотки.

С учетом этого значения токов поступающих из обмотки, соединенной «треугольником», во внешнюю сеть определяются следующим образом:

$$\begin{aligned}
 I_{\Delta A} &= (I_{YA} + I_{YB}) \frac{\omega_Y}{\omega_{\Delta}} = (I_{YA} + I_{YB}) \frac{K}{\sqrt{3}}; \\
 I_{\Delta B} &= (I_{YB} + I_{YC}) \frac{K}{\sqrt{3}}; \\
 I_{\Delta C} &= (I_{YC} + I_{YA}) \frac{K}{\sqrt{3}}.
 \end{aligned}
 \tag{1.7}$$

Перейдем к построению векторных диаграмм токов и напряжений для основных видов короткого замыкания за трансформатором по схеме «звезда»-«треугольник» 11-й группы.

Рассмотрим случай двухфазного КЗ между фазами *B* и *C* на стороне «звезды» (рис. 1.19).

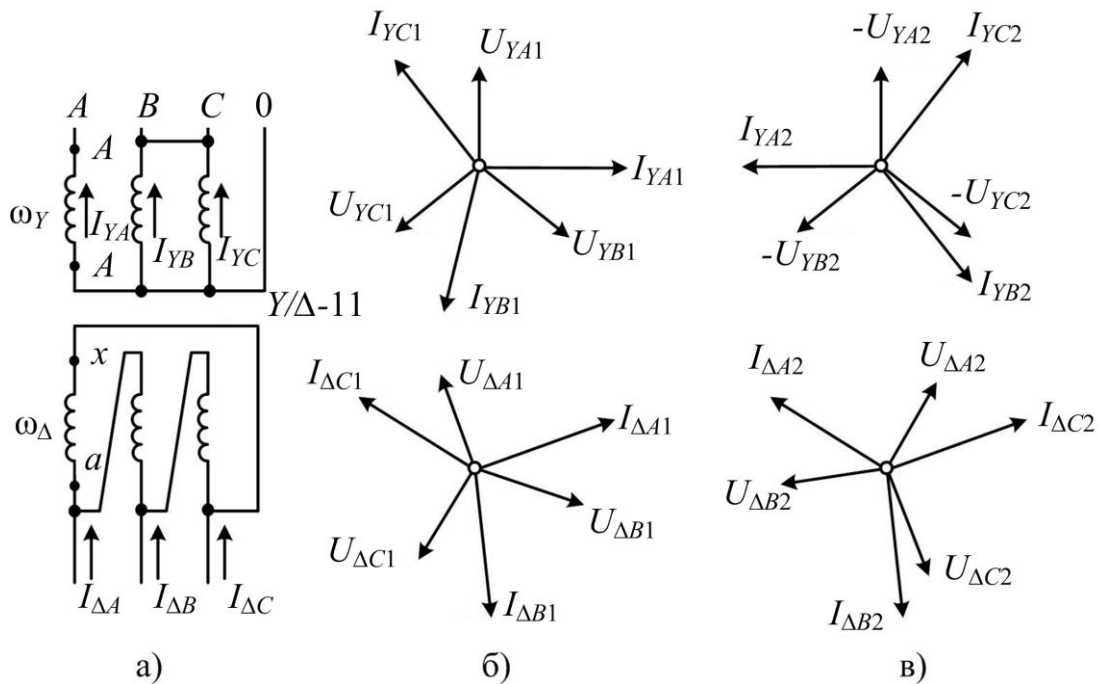


Рис. 1.19. Двухфазное КЗ между фазами *B* и *C* на стороне «звезды» трансформатора с соединением обмоток *Y/Δ-11*:
 а – поясняющая схема; б – трансформация токов и напряжений прямой последовательности; в – трансформация токов и напряжений обратной последовательности

Векторная диаграмма напряжений на стороне «треугольника» построена с учетом падения напряжения в обмотках трансформатора от протекающих токов КЗ. Соотношение между полными токами КЗ на разных сторонах трансформатора находится с помощью приведенных выше формул. В результате получим следующие выражения:

$$\begin{aligned} I_{\Delta A}^{(2)} &= -I_{YB}^{(2)} \frac{K}{\sqrt{3}}; \\ I_{\Delta B}^{(2)} &= 2I_{YB}^{(2)} \frac{K}{\sqrt{3}}; \\ I_{\Delta C}^{(2)} &= -I_{YB}^{(2)} \frac{K}{\sqrt{3}}. \end{aligned} \quad (1.8)$$

Также на рис. 1.20 построены векторные диаграммы токов и напряжений для двухфазного КЗ между фазами *B* и *C* на выводах «треугольника».

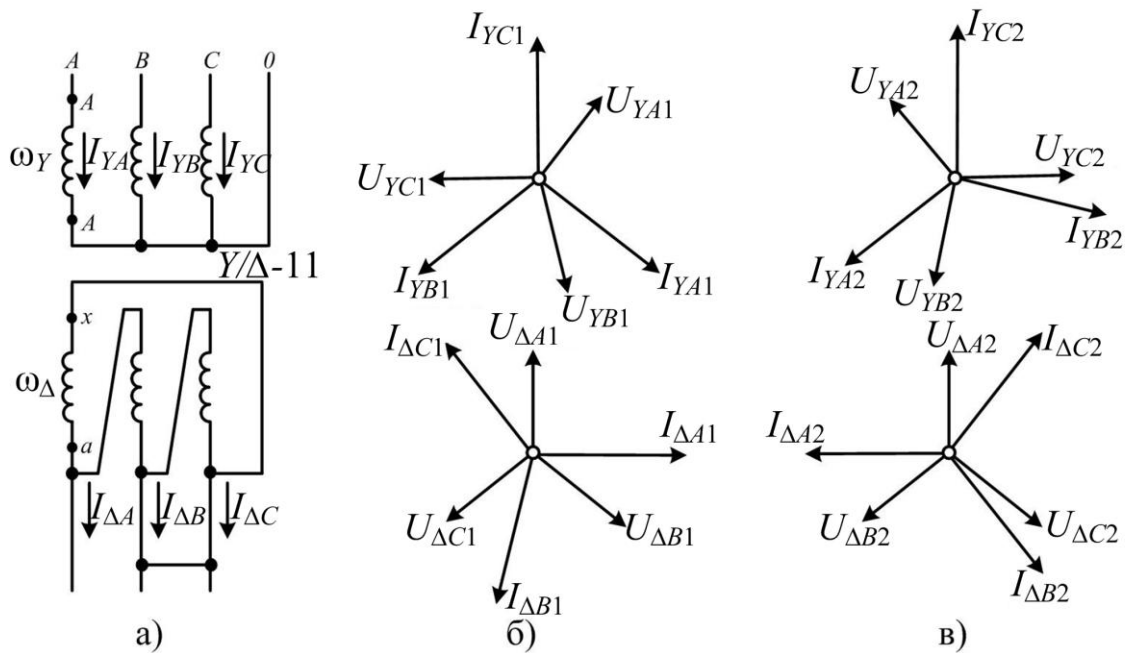


Рис. 1.20. Двухфазное КЗ между фазами *B* и *C* на стороне «треугольника» трансформатора с соединением обмоток *Y/Δ-11*:
 а – поясняющая схема; б – трансформация токов и напряжений и их симметричных составляющих на стороне «треугольника»;
 в – трансформация токов и напряжений и их симметричных составляющих на стороне «звезды»

Значение полных токов в фазах «звезды» по отношению к токам в месте КЗ выражаются следующим образом:

$$\begin{aligned} I^{(2)}_{YA} &= \frac{I^{(2)}_{\Delta B}}{K\sqrt{3}}; \\ I^{(2)}_{YB} &= \frac{I^{(2)}_{\Delta B}}{K\sqrt{3}}; \\ I^{(2)}_{YC} &= \frac{-2I^{(2)}_{\Delta B}}{K\sqrt{3}}. \end{aligned} \quad (1.9)$$

Рассмотрим трансформацию токов и напряжений при однофазном КЗ на фазе *A* со стороны «звезды», нейтраль которой заземлена. Векторные диаграммы для этого случая КЗ изображены на рис. 1.21.

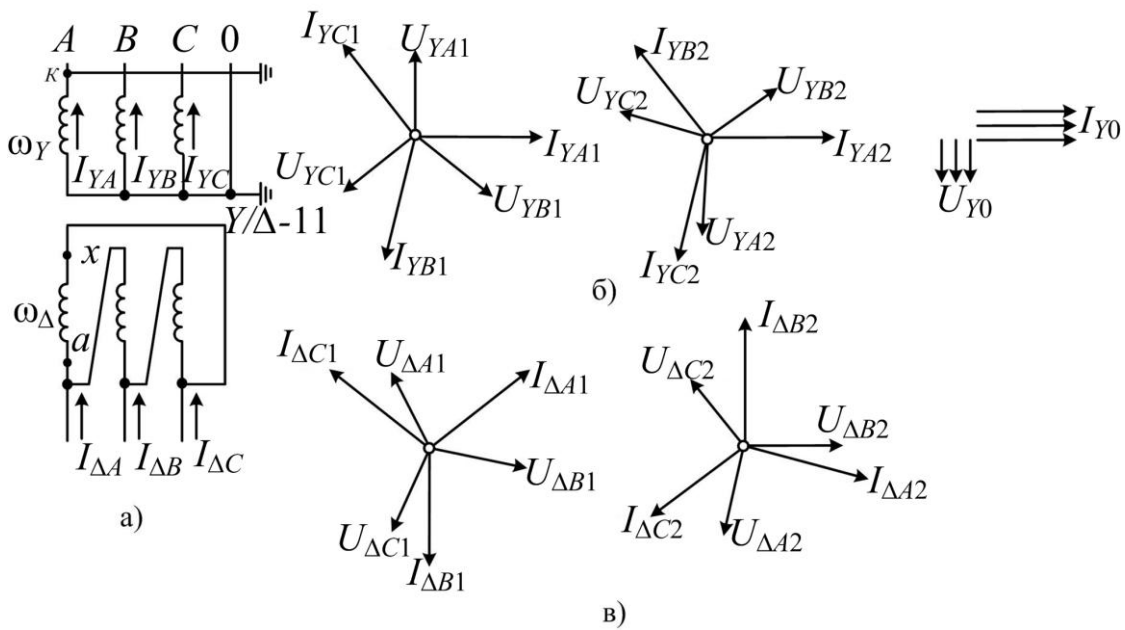


Рис. 1.21. Однофазное КЗ на фазе *A* на стороне «звезды» трансформатора с соединением обмоток *Y/Δ-11* и заземленной нейтралью обмотки, собранной в «звезду»: а – поясняющая схема; б – трансформация токов и напряжений и их симметричных составляющих на стороне «звезды»; в – трансформация токов и напряжений и их симметричных составляющих на стороне «треугольника»

Из него видно, что составляющие нулевой последовательности тока КЗ трансформируются в обмотку, соединенную в «треугольник», но при поступлении на внешние выводы трансформатора складываются в сумму,

равную нулю. Поэтому на стороне «треугольника» нет токов нулевой последовательности. Составляющие прямой и обратной последовательности суммируются на выводах «треугольника».

$$\begin{aligned} I^{(1)}_{\Delta A} &= \frac{I^{(1)}_{YAK}}{\sqrt{3}}; \\ I^{(1)}_{\Delta B} &= 0; \\ I^{(1)}_{\Delta C} &= \frac{-I^{(1)}_{YAK}}{\sqrt{3}}. \end{aligned} \quad (1.10)$$

При этом полные токи фаз A и C получаются равными по значению, но противоположными по направлению, а ток фазы B оказывается равным нулю.

Контрольные вопросы

1. Дайте определение термину «Векторная диаграмма».
2. Преимущество изображения электрических величин с помощью векторной диаграммы.
3. Назовите область векторной диаграммы, в которой располагаются «индуктивные» градусы.
4. Назовите область векторной диаграммы, в которой располагаются «ёмкостные» градусы.
5. Цель использования метода симметричных составляющих в релейной защите.
6. Определите направление полной мощности (от шин подстанции в линию или наоборот) при совмещении вектора напряжения с осью ординат и расположении вектора тока в I квадранте.
7. Проанализируйте с помощью векторной диаграммы режим двухфазного короткого замыкания.

2. ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

2.1. Назначение измерительных трансформаторов

Включение измерительных приборов и устройств релейной защиты и автоматики в установках высокого напряжения переменного тока производится через измерительные трансформаторы тока – для измерения тока и трансформатора напряжения – для измерения напряжения. Назначение измерительных трансформаторов состоит в том, чтобы изолировать измерительные приборы и устройства релейной защиты и автоматики от цепей высокого напряжения и уменьшить токи (сотни и тысячи ампер) и напряжения (тысячи вольт) до величин, удобных для измерения. В России трансформаторы тока изготавливаются с номинальным вторичным током 5 и 1 А, а трансформаторы напряжения – с номинальным вторичным напряжением 100 В [6].

2.2. Трансформаторы тока и их погрешности

Трансформатор тока (ТТ) является одним из наиболее распространенных видов электрических трансформаторов – устройств, преобразующих или изменяющих параметры электрической энергии (transformo на латинском языке означает «преобразую») [7].

Измерительные трансформаторы тока своей первичной обмоткой включаются последовательно в измеряемую цепь электроустановки, например, в линию электропередачи. Вторичная обмотка ТТ замыкается на измерительные приборы (амперметры, счетчики электроэнергии) и аппараты релейной защиты практически всех типов [7]. Кроме этого, ТТ гальванически отделяют силовые (первичные) цепи от вторичных.

Первые ТТ появились в начале XX века, когда потребовалась быстродействующая и селективная релейная защита от коротких замыканий в электроустановках выше 1 кВ. Вместо первичных реле тока, обмотка которых включается непосредственно в цепь защищаемого элемента, стали широко использоваться вторичные токовые реле, значительно более точные и менее громоздкие, чем первичные [7].

В настоящее время в электроэнергетике используется два типа ТТ: электромагнитные и волоконно-оптические, которые отличаются друг от друга принципом действия. Принцип действия электромагнитного ТТ основан на использовании явления электромагнитной индукции, т.е. на создании Э.д.с. переменным магнитным полем. В основе действия

волоконно-оптического преобразователя тока лежит эффект Фарадея – магнитооптический эффект, который заключается в том, что при распространении линейно поляризованного света через оптически неактивное вещество, находящееся в магнитном поле, наблюдается вращение плоскости поляризации света, зависящее от величины этого магнитного поля.

Волоконно-оптические трансформаторы тока (ВОПТТ) появились сравнительно недавно и встречаются значительно реже, чем электромагнитные трансформаторы тока, поэтому вначале речь пойдет о «традиционных» ТТ на электромагнитном принципе.

От исправности и точности работы ТТ зависят не только правильный повседневный учет электроэнергии, отпускаемый потребителям, но и бесперебойность их электроснабжения, сохранность самой электроустановки, особенно при коротких замыканиях [7].

Точная работа ТТ, используемых для релейной защиты, необходима для правильного функционирования большинства типов релейной защиты: максимальной токовой защиты, токовой направленной защиты, дистанционной и дифференциальной и т.п. Лишь в относительно редких случаях применяется релейная защита, не требующая измерительных ТТ (например, защита минимального напряжения) [7].

Рассмотрим подробнее принцип работы электромагнитных ТТ и выясним причины, обуславливающие погрешность измерительных ТТ. На рис. 2.1 представлена схема ТТ, иллюстрирующая принцип преобразования первичного тока во вторичный.

Вторичная обмотка замкнута на сопротивление $Z_{\text{н}}$, состоящее из сопротивлений реле, соединительных проводов (жил кабелей), проложенных между ТТ и аппаратами защиты.

Первичный ток I_1 и вторичный ток I_2 , индуцированный во вторичной обмотке W_2 , создают намагничивающие силы, которые вызывают магнитные потоки Φ_1 и Φ_2 , замыкающиеся по стальному магнитопроводу (сердечнику). Намагничивающие силы (н.с.), равные $I_1 W_1$ и $I_2 W_2$, создаваемые ими магнитные потоки геометрически складываются, создавая результирующий поток $\Phi_{\text{т}}$ в ТТ:

$$I_1 \cdot W_1 + I_2 \cdot W_2 = I_{\text{нам}} \cdot W_1,$$

$$\Phi_1 + \Phi_2 = \Phi_{\text{т}},$$

где $\Phi_{\text{т}}$ – рабочий магнитный поток, пронизывающий обе обмотки ТТ и наводящий во вторичной обмотке электродвижущую силу (Э.д.с) E_2 , которая создает в замкнутой цепи вторичной обмотки ток I_2 (вторичный).

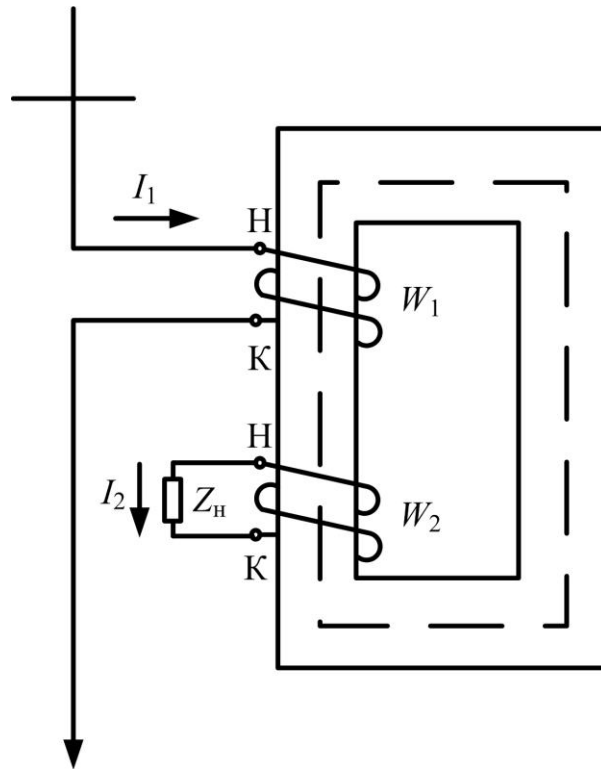


Рис. 2.1. Схема ТТ, иллюстрирующая принцип трансформации первичного тока во вторичный: I_1 – первичный ток ТТ; I_2 – вторичный ток ТТ; W_1 – первичная обмотка ТТ; W_2 – вторичная обмотка ТТ; Z_H – сопротивление нагрузки ТТ

Магнитный поток Φ_T создается н.с. $I_{\text{нам}} W_1$, иначе говоря, током намагничивания $I_{\text{нам}}$, который является частью первичного тока I_1 . Именно наличие тока $I_{\text{нам}}$ обеспечивает трансформацию I_1 в I_2 .

Однако ток намагничивания – это часть первичного тока, т.е. во вторичный ток трансформируется лишь часть первичного:

$$I_2 = - \left(\frac{I_1}{n_B} - \frac{I_{\text{нам}}}{n_B} \right);$$

где $n_B = W_2 / W_1$ – витковый коэффициент трансформации ТТ.

В нормальном режиме при рабочих токах значение $I_{\text{нам}}$ невелико (0,5–3 %) и поэтому витковый коэффициент может считаться равным коэффициенту трансформации ТТ:

$$n_T = \frac{I_1}{I_2}. \quad (2.1)$$

При расчетных токах КЗ, если ток намагничивания ТТ не превышает 10 % первичного тока, также может использоваться выражение (2.1), например, для вычисления вторичного тока (тока в реле):

$$I_2 = \frac{I_1}{n_T}. \quad (2.2)$$

Однако при больших значениях тока намагничивания выражением (2.1) нельзя пользоваться без учета тока намагничивания, который и определяет полную погрешность ТТ, т.е. точность его работы в таких аварийных режимах, когда должна действовать релейная защита.

Коэффициент трансформации является одним из основных параметров ТТ, он указывается на паспортной табличке ТТ и проверяется при наладке РЗ [7].

Точность ТТ характеризуется полной, токовой и угловой погрешностями. Наглядное представление о погрешностях дает схема замещения ТТ (рис. 2.2) и векторная диаграмма, построенная в соответствии с ней.

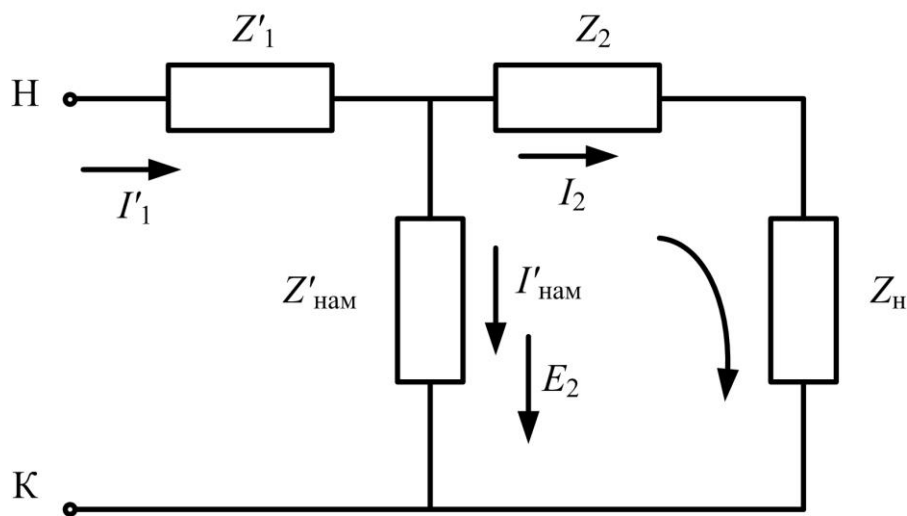


Рис. 2.2. Схема замещения ТТ

На схеме замещения магнитная связь между обмотками ТТ условно заменена электрической и все первичные величины приведены к значениям вторичной стороны ТТ через коэффициент трансформации:

$$I'_1 = \frac{I_1}{n_T}, \quad I'_{\text{нам}} = \frac{I_{\text{нам}}}{n_T}.$$

Исходя из предположения, что мощность, выделяемая на первичной обмотке ТТ, соответствует мощности на вторичной обмотке, можно записать следующее равенство:

$$\begin{aligned}
 U_1 \cdot I_1 &= U_2 \cdot I_2, \\
 n_T &= \frac{I_1}{I_2} = \frac{U_2}{U_1}, \\
 U'_1 &= U_1 \cdot n_T \Rightarrow \\
 Z'_1 &= Z_1 \cdot n_T^2, \\
 Z'_{\text{нам}} &= Z_{\text{нам}} \cdot n_T^2.
 \end{aligned}$$

Из схемы замещения хорошо видно, что рост значения $I_{\text{нам}}$ может произойти не только при глубоком насыщении магнитопровода, но и при непредусмотренном увеличении сопротивления нагрузки. При этом не только уменьшается значение тока I_2 , но и искажается форма кривой этого тока, которая в нормальных условиях является, как известно, синусоидальной.

Построение векторной диаграммы ТТ (рис. 2.3) в соответствии со схемой замещения (рис. 2.2) начинается от вектора вторичного тока, протекающего через сопротивление нагрузки, т.е. сопротивление соединительных проводов, катушек реле или входных сопротивлений микропроцессорных устройств защиты. Падение напряжения на активном сопротивлении нагрузки изображается в виде вектора ($U_{\text{нг}}$), совпадающего по направлению с вектором тока I_2 . Вектор падения напряжения на реактивном сопротивлении нагрузки ($U_{\text{нх}}$) опережает вектор тока I_2 на 90° . Сумма векторов падений напряжений на активном и реактивном сопротивлении нагрузки даст вектор падения напряжения на полном сопротивлении нагрузки ($U_{\text{н}}$). Аналогично строятся вектора падений напряжений на активном, реактивном и полном (U_2) сопротивлении вторичной обмотки ТТ. Сумма векторов падений напряжения на сопротивлениях нагрузки и вторичной обмотки ТТ даст вектор вторичной Э.д.с. E_2 .

С учетом принятого направления обхода контура на рис. 2.2 получаем:

$$-E_2 = U_2 + U_{\text{н}}.$$

Магнитный поток, создающий Э.д.с. E_2 , опережает ее на 90° согласно выражению:

$$E_2 = -Wd\Phi / dt = -Wd(\Phi_m \cdot \sin(\omega t)) / dt = -W\omega\Phi_m \cdot \cos(\omega t) = W\omega\Phi_m \cdot \sin(\omega t - \frac{\pi}{2}),$$

где W – число витков вторичной обмотки ТТ; ω – угловая частота.

Магнитный поток, создающий Э.д.с. E_2 , образуется под воздействием тока $I_{\text{нам}}$. Сумма вектора $I_{\text{нам}}$ и I_2 есть вектор первичного приведенного к вторичной обмотке тока I'_1 .

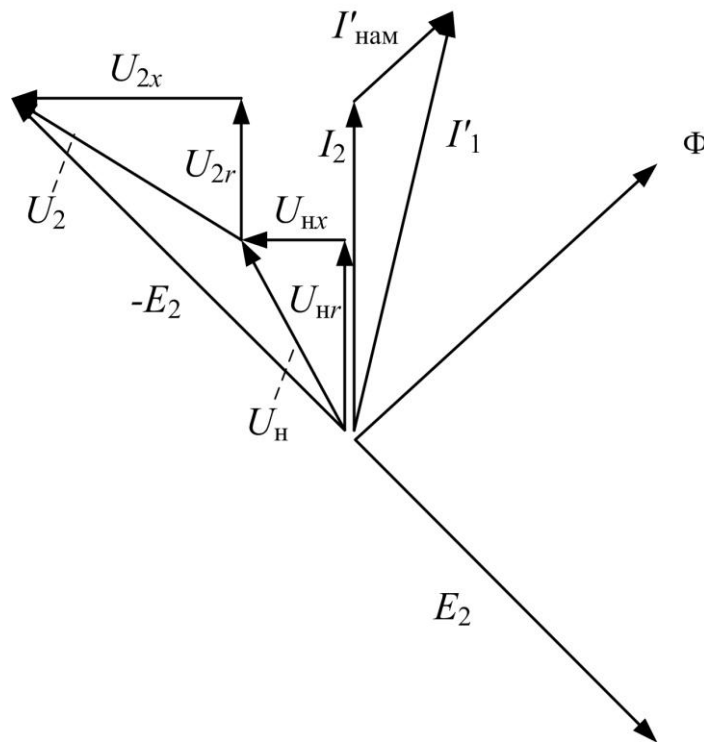


Рис. 2.3. Векторная диаграмма ТТ

Из векторной диаграммы видно, что I'_1 отличается от I_2 как по величине, так и по направлению. Это отличие обусловлено погрешностью ТТ.

Рассмотрим подробнее часть векторной диаграммы рис. 2.3, состоящую из приведенного первичного тока, тока намагничивания и вторичного тока, представленную на рис. 2.4.

Величина ΔI , равная арифметической разности между I'_1 и I_2 , называется токовой погрешностью, обозначается буквой f (иногда f_i), выражается чаще всего в процентах и вычисляется по формуле:

$$f = \frac{I'_1 - I_2}{I'_1} \cdot 100 \%.$$

Угол δ , показывающий, насколько действительный ток I_2 сдвинут относительно «идеального» тока I_2 , рассчитанного по формуле (2.2), определяет угловую погрешность ТТ и указывается в градусах. Если токовая погрешность не выше 10 %, то угловая погрешность не более 10° [7].

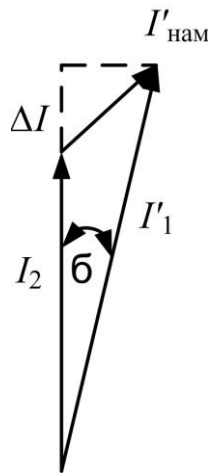


Рис. 2.4. Векторная диаграмма токов ТТ

Абсолютное значение вектора тока намагничивания $I_{нам}$, равного геометрической разности вектора приведенного первичного тока и вектора вторичного тока I_2 называется полной погрешностью ТТ, обозначается греческой буквой ε , выражается чаще всего в процентах и вычисляется по формуле:

$$\varepsilon = \frac{[I_{нам}]}{[I'_1]} \cdot 100 \%,$$

где $I_{нам}$ и I'_1 – действующие значения тока намагничивания и приведенного первичного тока.

2.3. Опасность размыкания вторичной обмотки ТТ

Ток намагничивания ТТ в нормальных условиях очень мал (меньше 10 %), так как он заранее подбирается по допустимому значению сопротивления нагрузки, исходя из условия работы ТТ с малыми погрешностями. При таком относительно небольшом сопротивлении нагрузки невелики значения U_2 и E_2 .

Однако при случайном размыкании вторичной обмотки ток I_1 становится равным значению $I_{\text{нам}}$ и поток Φ_T резко возрастает, вызывая за счет повышенных потерь в стали сильный нагрев магнитопровода (сердечника), вплоть до пожара. При этом мгновенные значения Э.д.с. E_2 могут оказаться очень большими, опасными для изоляции ТТ и для жизни обслуживающего персонала, даже при нормальных рабочих токах защищаемого элемента.

Поэтому **размыкание** вторичной обмотки трансформатора тока **недопустимо!** [7]

2.4. Требования к точности трансформаторов тока в цепях релейной защите

Трансформаторы тока, питающие релейную защиту и автоматику, должны работать с определенной точностью в пределах значений токов КЗ, на которые должна реагировать релейная защита. Эти токи, как правило, превышают номинальные токи трансформаторов тока $I_{\text{ном}}$ и, следовательно, точная работа ТТ с погрешностью, не превосходящей определенное значение, должна обеспечиваться при первичных токах $I_1 > I_{\text{ном}}$. На основании опыта эксплуатации и теоретического анализа принято, что для обеспечения правильной работы большинства устройств релейной защиты и автоматики погрешность ТТ не должна превышать по току $\Delta I = 10\%$, а по углу $\delta = 7^\circ$ [8].

Эти требования обеспечиваются, если полная погрешность ТТ $\varepsilon \leq 10\%$, или иначе говоря, если ток намагничивания не превосходит 10 % от тока I_1 , проходящего по ТТ, т.е. $I_{\text{нам}} \leq 0,1I_1$. Погрешность ТТ зависит от кратности первичного тока $K_{1\text{макс}}$ и нагрузки вторичной обмотки $z_{\text{н}}$. Для каждого типа трансформатора тока имеются определенные значения $K_{1\text{макс}}$ и $z_{\text{н}}$, при которых погрешность ε будет равна 10 %. Поэтому исходными величинами для оценки погрешности трансформаторов тока, применяемых для релейной защиты и автоматики, является максимальный первичный ток $I_{1\text{макс}}$, при котором требуется точная работа и нагрузка вторичной обмотки $z_{\text{н}}$. Максимальный ток, при котором требуется точность трансформаторов тока, зависит от вида защиты. Нагрузка $z_{\text{н}}$ определяется конкретными условиями выполнения рассматриваемой защиты. Она складывается из сопротивления реле $z_{\text{р}}$ и сопротивления соединительных проводов $z_{\text{п}}$, которые для упрощения суммируются арифметически:

$$z_{\text{н}} = z_{\text{р}} + z_{\text{п}}.$$

Точность работы трансформаторов тока для релейной защиты характеризуется предельной кратностью первичного тока $K_{10}=I_{1\max}/I_{1\text{ном}}$ и нагрузкой $z_{\text{н.доп}}$, при которых гарантируется, что полная погрешность трансформаторов тока ε не превысит 10 %.

2.5. Расчетная проверка электромагнитных трансформаторов тока на десятипроцентную полную погрешность

Расчетная проверка трансформаторов тока выполняется, как правило, проектными институтами для определения допустимой вторичной нагрузки. Рассмотрим три наиболее часто используемые способы.

Первый способ – по кривым предельной кратности (КПК). Данный способ применяется в ходе проектирования или перед наладочными работами, когда еще нет действительных вольт-амперных характеристик трансформаторов тока [7].

Чтобы определить по КПК допустимое значение $Z_{\text{н}}$, при котором $\varepsilon = 10\%$, необходимо вычислить для конкретного расчетного тока предельную кратность K_{10} по формуле:

$$K_{10}=I_{1\text{расч}}/I_{1\text{ном}},$$

где $I_{1\text{расч}}$ – расчетный ток короткого замыкания, при котором для правильного функционирования РЗ должна быть обеспечена работа ТТ с соблюдением требований о полной погрешности. Для различных типов защит он будет различен [7]; $I_{1\text{ном}}$ – первичный номинальный ток ТТ.

На КПК, соответствующей типу, классу вторичной обмотки и коэффициенту трансформации ТТ, откладывают значение предельной кратности и находят значение $Z_{\text{н}}$.

Рассмотрим следующий пример. Имеется линия, на которой установлены трансформаторы тока типа TG145 с коэффициентом трансформации 750/1, номинальной мощностью вторичной обмотки ($S_{\text{ном}}$) равной 30 ВА. Расчетный ток короткого замыкания равен 17,78 кА. Кривые предельной кратности для указанного ТТ представлены на рис. 2.5.

Вначале определяем предельную кратность для заданного значения расчетного тока:

$$K_{10} = I_{1\text{расч}}/I_{1\text{ном}} = 17780 / 750 = 24.$$

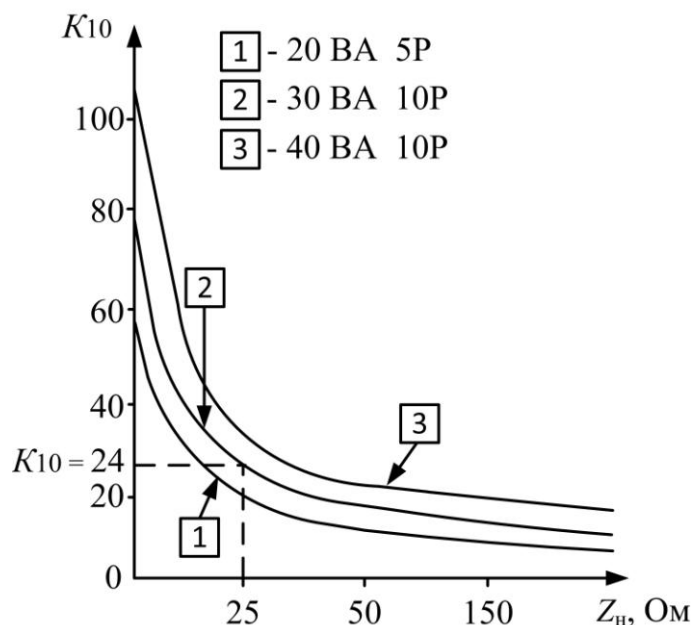


Рис. 2.5. Кривые предельной кратности трансформатора тока TG145

Далее, отложив на оси ординат значение K_{10} , находим на оси абсцисс значение допустимой для данной кратности вторичной нагрузки трансформатора тока:

$$Z_{\text{н}} \leq 25.$$

Второй способ – проверка трансформатора тока по паспортным данным. На табличке трансформатора тока или в паспорте указана номинальная кратность тока $K_{\text{НОМ}}$, при которой допускается сопротивление нагрузки $Z_{\text{НОМ}}$ и к тому же обеспечивается $\varepsilon \leq 10\%$. Если известны фактическое расчетное значение $Z_{\text{н.факт.расч.}}$ (например, из проекта) и полное сопротивление Z_2 вторичной обмотки ТТ (из паспорта), можно определить допустимую кратность $K_{10\text{доп}}$:

$$K_{10\text{доп}} = K_{\text{НОМ}} \cdot \frac{Z_2 + Z_{\text{НОМ}}}{Z_2 + Z_{\text{н.факт.расч}}},$$

или наоборот допустимую вторичную нагрузку:

$$Z_{\text{н.факт.расч}} = \frac{K_{\text{НОМ}}}{K_{10}} \cdot (Z_2 + Z_{\text{НОМ}}) - Z_2.$$

Далее в качестве примера возьмем данные по трансформатору тока TG145, указанные в первом способе и, зная, что $Z_2=0,2$ Ом, а $K_{\text{НОМ}}=20$, рассчитаем допустимую фактическую нагрузку:

$$Z_{\text{н.факт.расч}} \leq \frac{20}{24} \cdot (0,2 + 30) - 0,2,$$

$$Z_{\text{н.факт.расч}} \leq 24,97 \text{ Ом, где}$$

$$Z_{\text{НОМ}} = S_{\text{НОМ}} / I_{\text{НОМ}}^2 = 30 \text{ Ом.}$$

Третий способ – проверка ТТ по фактической вольтамперной характеристике. Для определения тока намагничивания $I_{\text{нам}}$ и затем полной погрешности ТТ ε необходимо определить на вторичной обмотке ТТ напряжение U_2 при расчетных условиях:

$$U_{2\text{расч}} = I_{2\text{расч}} \cdot (Z_2 + Z_{\text{н.факт.расч}}),$$

где $I_{2\text{расч}} = I_{1\text{расч}} / n_{\text{T}}$.

Значение $Z_{\text{н.факт.расч}}$ вычисляется по фактическим значениям нагрузки, полученным в результате экспериментальных измерений или подсчета. Для конкретной схемы соединения ТТ вычисляется наибольшее значение $Z_{\text{н.факт.расч}}$ в зависимости от вида КЗ. Например, для схемы «неполная звезда» наибольшее значение фактической нагрузки оказывается при двухфазном КЗ на защищаемой линии между фазами A и B , B и C , если ТТ установлены на фазах A и C . Для схемы «полная звезда» наибольшее значение фактической нагрузки соответствует однофазному КЗ в сетях с глухозаземленной нейтралью [7]. Формулы расчета $Z_{\text{н.факт.расч}}$ для разных схем соединения ТТ при различных видах КЗ приведены в [7].

По значению $U_{2\text{расч}}$ с вольтамперной характеристики определяется ток намагничивания для каждого ТТ. Далее вычисляется полная погрешность ТТ в процентах по следующей формуле:

$$\varepsilon = \frac{I_{\text{нам}}}{I_{2\text{расч}}} \cdot 100 \%$$

Таким образом, зная, что значение ε должно быть не более 10 %, а, следовательно, ток намагничивания не должен превышать значение равное $0,1I_{2\text{расч}}$, можно определить по вольтамперной характеристике напряжение

$U_{2\text{расч}}$ и значение допустимой фактической нагрузки согласно следующему выражению:

$$Z_{\text{н.факт.расч}} \leq \frac{U_{2\text{расч}}}{I_{2\text{расч}}} - Z_2.$$

На основании параметров ТТ типа ТГ145, указанных в первом и втором способе расчетных проверок ТТ, далее определим допустимое значение фактической нагрузки ТТ.

$$I_{2\text{расч}} = \frac{I_{1\text{расч}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{17780}{750} = 24,$$

$$0,1 \cdot I_{2\text{расч}} = 2,4 \text{ А.}$$

Значению $0,1I_{2\text{расч}}$ на вольтамперной характеристике соответствует $U_{2\text{расч}}$ равное 590 В, следовательно:

$$Z_{\text{н.факт.расч}} \leq \frac{590}{24} - 0,2,$$

$$Z_{\text{н.факт.расч}} \leq 24 \text{ Ом.}$$

Способ проверки ТТ на десятипроцентную полную погрешность по вольтамперной характеристике считается наиболее точным.

2.6. Обозначение выводов обмоток трансформаторов тока

При изготовлении трансформатора тока выводы первичной и вторичной обмоток условно обозначаются (маркируются) так, чтобы при помощи этих обозначений можно было определять направление вторичного тока по направлению первичного [8].

Выводы первичной обмотки могут обозначаться произвольно: один принимается за начало Н, а второй – за конец обмотки К (рис. 2.6).

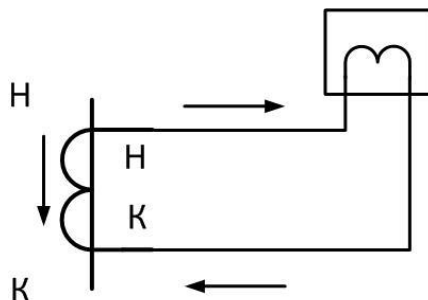


Рис. 2.6. Маркировка выводов трансформатора тока

Маркировка же выводов вторичной обмотки выполняется по следующему правилу. При прохождении тока в первичной обмотке от начала Н к концу К за начало вторичной обмотки Н принимается тот ее вывод, из которого в этот момент ток вытекает в цепь нагрузки (рис. 2.6). Соответственно второй вывод вторичной обмотки принимается за конец обмотки К. При обозначении выводов вторичной обмотки по указанному выше правилу ток в обмотке реле, включенного во вторичную цепь трансформатора тока, имеет такое же направление, как и в случае включения реле непосредственно в первичную цепь. Заводы-изготовители обозначают начало и конец первичной обмотки трансформаторов L_1 и L_2 , а начало и конец вторичной обмотки I_1 и I_2 [8]. На схемах встречается обозначение начала первичной и вторичной обмоток в виде точки.

2.7. Схемы соединения трансформаторов тока

Трансформаторы тока имеют различные схемы соединения обмоток. Выбор той или иной схемы соединения определяется целым рядом факторов: назначением защиты, видами повреждений, на которые защита должна реагировать, условиями чувствительности, требованиями простоты выполнения и эксплуатации и т.д. Рассмотрим наиболее распространенные из них.

Схема соединения трансформаторов тока и обмоток реле в «звезду». На рис. 2.7 стрелками показаны условные положительные направления первичных и вторичных токов с учетом полярности обмоток трансформатора тока, начала которых обозначены точками [8]. Данная схема включения трансформатора тока и обмоток реле реагирует на все виды коротких замыканий.

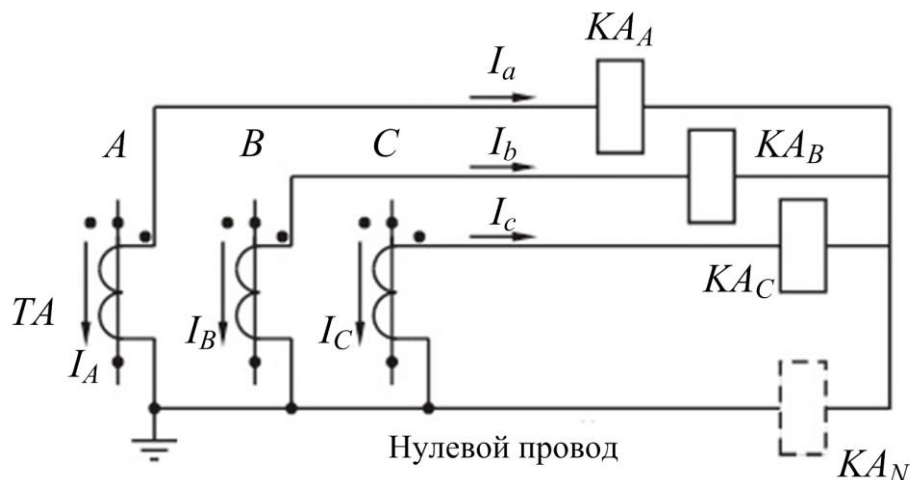


Рис. 2.7. Схема соединения трансформаторов тока и обмоток реле в «звезду»

Нулевой провод схемы является фильтром тока нулевой последовательности. Реле, установленное в нулевом проводе, фиксирует утроенное значение тока нулевой последовательности. В нормальном режиме, в режиме трёхфазного и двухфазного короткого замыкания ток в реле нулевого провода близок к нулю. Полное отсутствие тока нулевой последовательности в вышеуказанных режимах достичь невозможно из-за неидентичности характеристик и погрешностей трансформаторов тока.

При нарушении (обрыве) вторичной цепи одного из трансформаторов тока в нулевом проводе возникает ток, равный току фазы, что может привести к непредусмотренному действию реле, установленного в нулевом проводе. В рассмотренной схеме реле, установленные в фазах, реагируют на все виды коротких замыканий, а реле в нулевом проводе – только на короткое замыкание на землю [8].

Схемы соединения трансформаторов тока и реле характеризуются отношением тока в реле I_p к току в фазе I_ϕ , которое называется коэффициентом схемы:

$$k_{сх} = I_p / I_\phi.$$

Для рассматриваемой схемы коэффициент схемы равен единице.

Схема соединения трансформаторов тока и реле в неполную «звезду». Как правило, данная схема используется в сетях напряжением 6–35 кВ. Схема реагирует на трёхфазные, все виды двухфазных коротких замыканий и частично на однофазные короткие замыкания на фазах *A* и *C*. При однофазном коротком замыкании на фазе *B* реле защиты не сработают.

По нулевому проводу схемы протекает геометрическая сумма токов фазы *A* и *C*, таким образом, в нормальном режиме и при трёхфазном коротком замыкании в реле нулевого провода будет протекать ток фазы *B* (векторная диаграмма, рис. 2.8).

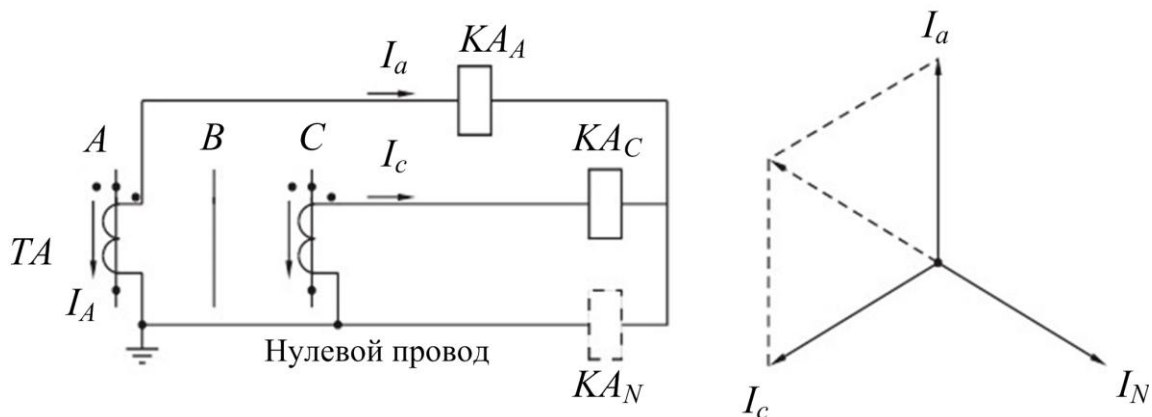


Рис. 2.8. Схема соединения трансформаторов тока и реле в неполную «звезду»

Коэффициент схемы равен единице.

Схема соединения трансформаторов тока в «треугольник» и обмоток реле в «звезду». При трёхфазном КЗ при симметричной нагрузке в реле проходит линейный ток в $\sqrt{3}$ раз больше тока фазы и сдвинутый относительно него по фазе на 30° (векторная диаграмма, рис. 2.9).

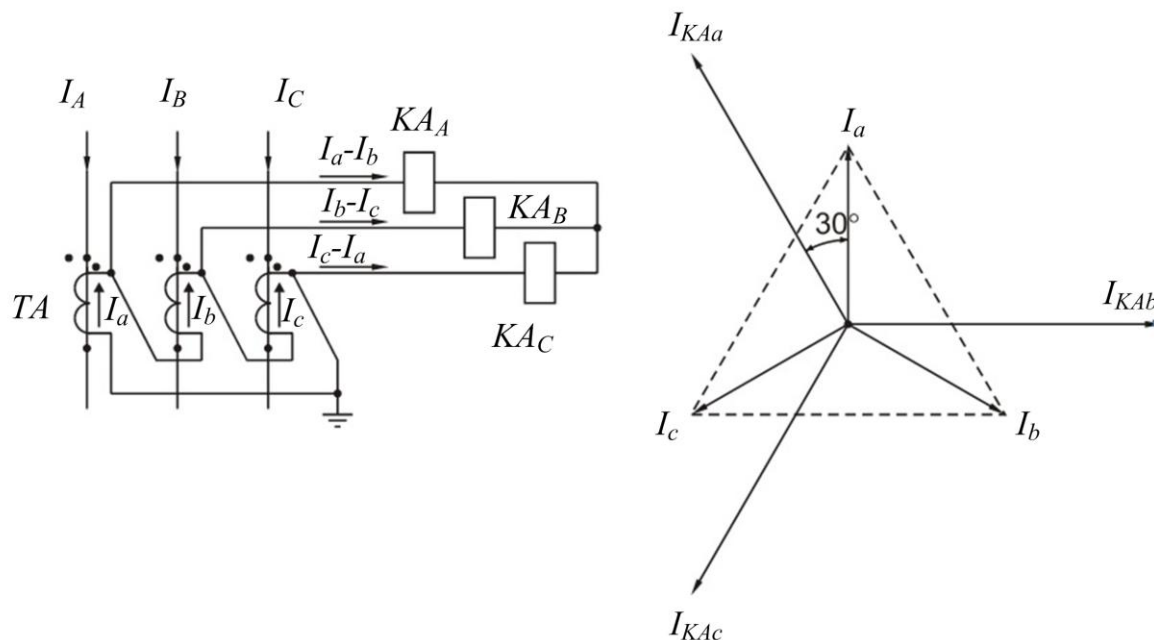


Рис. 2.9. Схема соединения трансформаторов тока в «треугольник» и обмоток реле в «звезду»

Особенности схемы:

1) токи в реле проходят при всех видах коротких замыканий; защиты, построенные по такой схеме, реагируют на все виды коротких замыканий;

2) отношение тока в реле к фазному току зависит от вида коротких замыканий;

3) токи нулевой последовательности не выходят за пределы «треугольника» трансформаторов тока, не имея пути для замыкания через обмотки реле.

Схема применяется, в основном, для дифференциальных защит силовых трансформаторов со схемой соединения обмоток «звезда»-«треугольник».

Коэффициент схемы:

$$k_{сх} = \frac{I_p}{I_\phi} = \frac{\sqrt{3}I_\phi}{I_\phi} = \sqrt{3}.$$

Включение реле на разность токов двух фаз (схема восьмерки).

Ток в реле, следовательно, и чувствительность при различных видах коротких замыканий будут различными. На рис. 2.11 и 2.12 приведены

различные случаи междуфазного короткого замыкания. При этом через реле KA (рис. 2.10) при коротком замыкании между фазами A и C будет протекать удвоенное значение тока поврежденной фазы (векторная диаграмма, рис. 2.11), а при коротком замыкании между фазами A и B или B и C – только ток поврежденной фазы (векторная диаграмма, рис. 2.12).

При однофазном коротком замыкании фазы B ток в реле равен нулю.
Коэффициент схемы $k_{сх} = \sqrt{3}$.

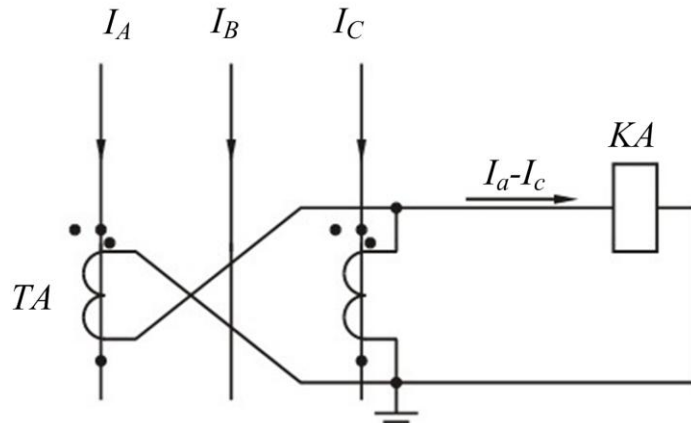


Рис. 2.10. Включение реле на разность токов двух фаз (схема восьмерки)

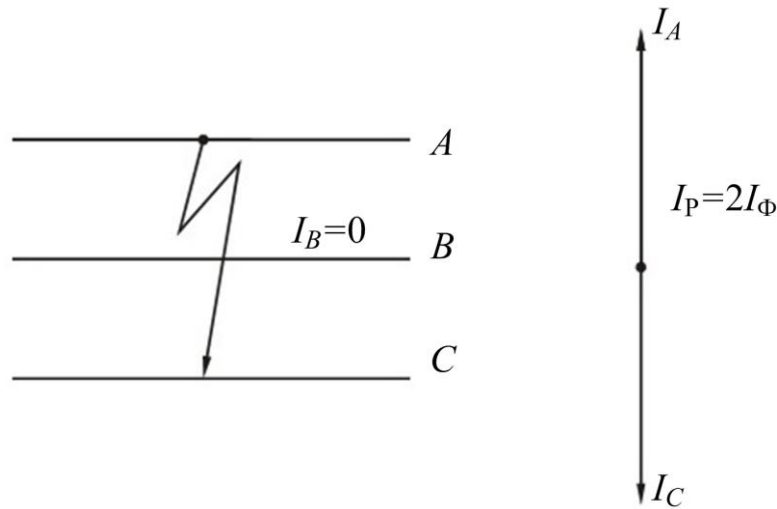


Рис. 2.11. Векторная диаграмма токов при коротком замыкании между фазами A и B

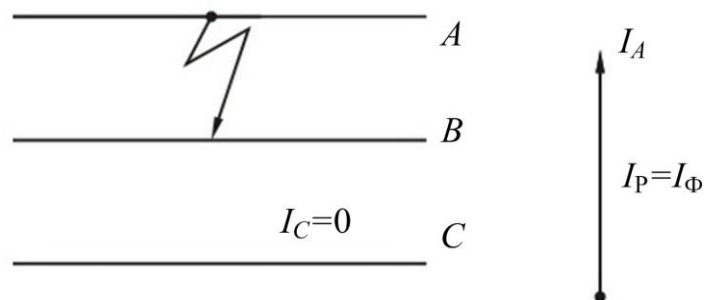


Рис. 2.12. Векторная диаграмма токов при коротком замыкании между фазами A и B

Схема соединения трансформаторов тока в фильтр токов нулевой последовательности. Ток в реле (рис. 2.13) появляется только при одно и двухфазных КЗ на землю.

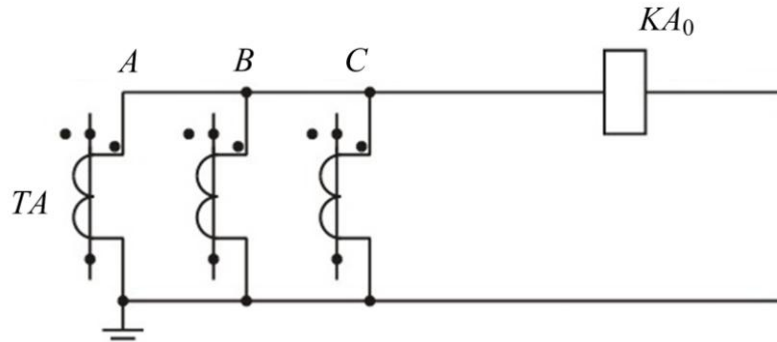


Рис. 2.13. Схема соединения ТТ в фильтр тока нулевой последовательности

Схема применяется в защитах от повреждений, связанных с замыканием на землю: однофазных и двухфазных КЗ на землю. При нагрузках, трёхфазных и двухфазных КЗ ток в реле равен нулю.

Однако из-за погрешности и неидентичности характеристик трансформаторов тока в реле появляется ток небаланса.

Схема последовательного соединения трансформаторов тока приведена на рис. 2.14.

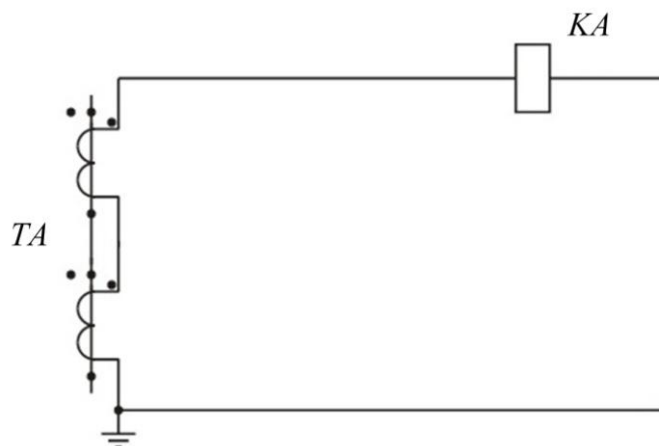


Рис. 2.14. Схема последовательного соединения ТТ

Схема применяется при использовании маломощных трансформаторов тока. Нагрузка, подключенная к трансформаторам тока, распределяется поровну.

2.8. Трансформаторы напряжения и их погрешности

Трансформатор напряжения (ТН) служит для понижения высокого напряжения, подаваемого в установках переменного тока на измерительные приборы и устройства релейной защиты и автоматики [7].

Для непосредственного включения на высокое напряжение измерительной и релейной аппаратуры потребовались бы очень громоздкие приборы и реле вследствие необходимости их выполнения с высоковольтной изоляцией. Изготовление и применение такой аппаратуры практически неосуществимо, особенно при напряжении 35 кВ и выше.

Применение ТН позволяет использовать для измерения на высоком напряжении стандартные измерительные приборы, расширяя пределы измерения. Кроме того, ТН изолирует (отделяет) измерительные приборы и реле от высокого напряжения, благодаря чему обеспечивается безопасность их обслуживания.

В настоящее время в электроэнергетике используется два типа ТН: электромагнитные и волоконно-оптические, которые отличаются друг от друга принципом действия. Принцип действия электромагнитного ТН основан на использовании явления электромагнитной индукции, т.е. на создании Э.д.с. переменным магнитным полем. В основе действия волоконно-оптического преобразователя напряжения лежит электрооптический эффект Погкельса – явление возникновения двойного лучепреломления в оптических средах при наложении постоянного или переменного электрического поля.

Волоконно-оптические трансформаторы напряжения (ВОПТН) появились сравнительно недавно и встречаются значительно реже, чем электромагнитные трансформаторы напряжения, поэтому вначале речь пойдет о «традиционных» ТН на электромагнитном принципе.

Электромагнитный ТН по принципу выполнения ничем не отличается от силового понижающего трансформатора. Он состоит из магнитопровода, набранного из пластин листовой электротехнической стали, первичной обмотки и одной или двух вторичных обмоток [7].

От работы ТН зависит точность электрических измерений и учета электроэнергии, а также правильность действия следующих устройств релейной защиты и автоматики: направленные высокочастотные защиты линий электропередачи; дистанционные защиты, направленные ступени токовых защит нулевой последовательности линий электропередачи, трансформаторов и автотрансформаторов; вольтметровые блокировки максимальных токовых защит шин генераторного напряжения;

автоматические регуляторы возбуждения генераторов, защиты от замыканий на землю обмоток статора генераторов; схемы контроля (улавливания) синхронизма, наличия и отсутствия напряжения в устройствах автоматики повторного включения (АПВ); устройства автоматического ввода резерва (АВР); устройства автоматического регулирования напряжения (АРН) трансформаторов и автотрансформаторов под нагрузкой; устройства автоматики ограничения повышения напряжения (АОПН) и автоматики ограничения снижения напряжения (АОСН) линий электропередачи напряжением 500 кВ и выше; устройства автоматической ликвидации асинхронного режима (АЛАР); устройства частотной делительной автоматики (ЧДА) на тепловых электростанциях; устройства автоматической частотной разгрузки (АЧР); цепи синхронизации на выключателях генераторов, трансформаторов, линий электропередачи, обходных, шиносоединительных и секционных выключателях; устройства контроля изоляции в сетях с изолированной нейтралью; устройства определения места повреждения (ОМП); автоматические осциллографы и регистраторы аварийных событий (РАС), регистрирующие и показывающие вольтметры, ваттметры и варметры, счетчики, частотомеры, датчики мощности устройств телеизмерения.

Рассмотрим подробнее принцип работы электромагнитных ТН и выясним причины, обуславливающие погрешность измерительных ТН. На рис. 2.15 представлена схема включения ТН с одной вторичной обмоткой, иллюстрирующая принцип преобразования первичного напряжения во вторичное.

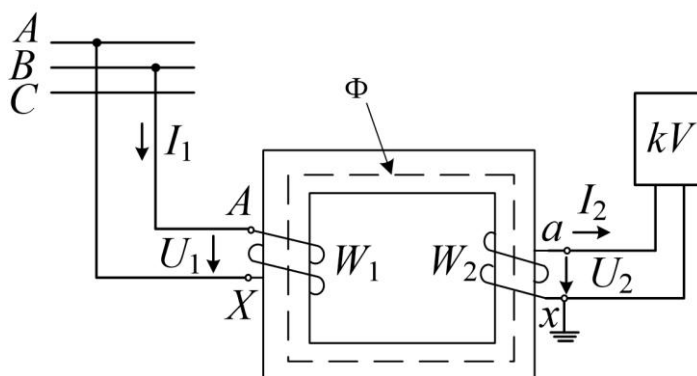


Рис. 2.15. Схема включения трансформатора напряжения с одной вторичной обмоткой

Первичная обмотка W_1 , имеющая очень большое число витков, включается непосредственно в сеть высокого напряжения, а к вторичной обмотке W_2 , имеющей меньшее число витков, подключаются параллельно измерительные приборы и устройства релейной защиты.

Под воздействием напряжения сети U_1 по первичной обмотке проходит ток I_1 , создающий в сердечнике поток Φ , который, пересекая витки вторичной обмотки, индуцирует в ней Э.д.с. E_2 , равную при разомкнутой вторичной обмотке (холостой ход трансформатора) напряжению на её зажимах U_{2XX} .

Напряжение U_{2XX} , меньше первичного напряжения U_1 во столько раз, во сколько раз число витков вторичной обмотки W_2 меньше числа витков первичной обмотки W_1 :

$$\frac{U_1}{U_{2XX}} = \frac{W_1}{W_2}.$$

Отношения чисел витков обмоток называется коэффициентом трансформации и обозначается n_H :

$$n_H = \frac{W_1}{W_2}.$$

Следовательно, можно записать:

$$\frac{U_1}{U_{2XX}} = \frac{W_1}{W_2} = n_H.$$

Если ко вторичной обмотке подключена нагрузка в виде приборов и устройств релейной защиты, то напряжение на её зажимах U_2 будет меньше Э.д.с. на величину падения напряжения в сопротивлении вторичной обмотки. Однако это падение напряжения невелико и им можно пренебречь, тогда:

$$n_H = \frac{U_1}{U_2}.$$

В паспортах на трансформаторы напряжения их коэффициенты трансформации указываются дробью, в числителе которой – номинальное первичное напряжение, а в знаменателе – номинальное вторичное напряжение.

Для правильного соединения обмоток ТН между собой и правильного подключения к ним устройств релейной защиты, ваттметров и счетчиков выводы обмоток маркируются определенным образом: начало первичной обмотки – A , конец – X ; начало основной вторичной обмотки –

a , конец – x ; начало дополнительной обмотки a_d , конец – x_d . Такие обозначения обычно наносятся на корпус трансформатора напряжения рядом с выводами его обмоток.

Правило маркировки обмоток трансформаторов напряжения следующее: если на первичной стороне ток входит в начало A , то началом вторичной обмотки a , будет тот её вывод, из которого в этот момент ток выходит.

При маркировке и включении обмоток по этому правилу направление тока в нагрузке (приборе или реле) при включении через ТН останется таким же, как и при включении непосредственно в сеть.

Для питания устройств релейной защиты используются в большинстве случаев ТН, установленные на сборных шинах подстанций и распределительных устройств электростанций [8], к вторичным обмоткам которых подключаются устройства релейной защиты и автоматики всех присоединений, или на каждом присоединении, питающие устройства релейной защиты и автоматики только этого присоединения (рис. 2.16).

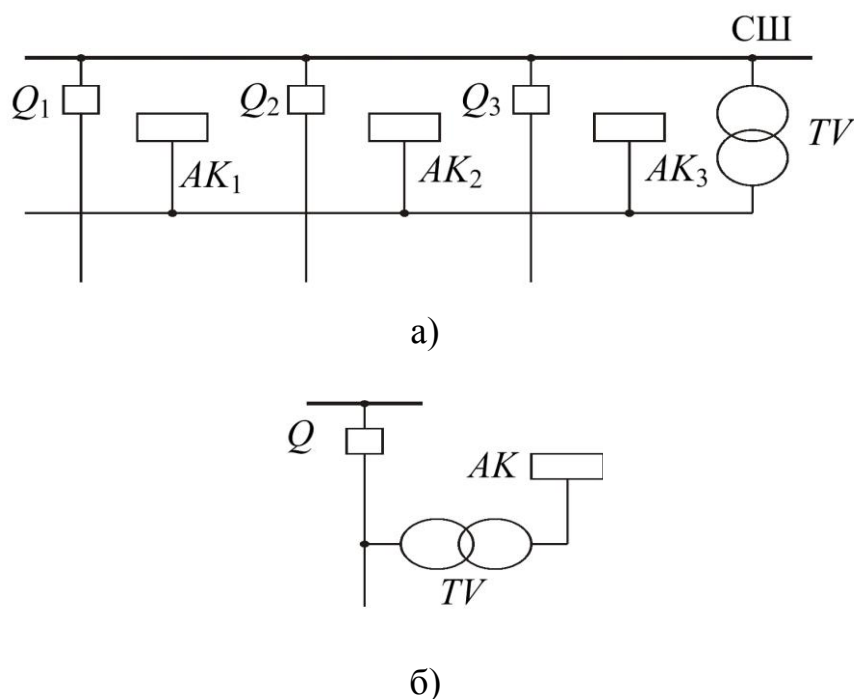


Рис. 2.16. Схема питания цепей релейной защиты: а – от шинного ТН; б – от линейного ТН

Первый способ экономичнее второго, так как требует меньше ТН, но его недостаток состоит в том, что при необходимости произвести переключение присоединения с одной системы шин на другую требуется переключение цепей напряжения РЗ на ТН другой системы шин. Такое переключение делается автоматически с помощью вспомогательных

контактов, установленных на ножах разъединителей (рис. 2.17), или управляемыми ими реле-повторителями. Эту операцию можно выполнить вручную – специальными рубильниками [8].

Слабым местом автоматического переключения являются вспомогательные контакты, отказ которых приводит к неправильной работе устройств релейной защиты. Недостаток второго способа состоит в том, что не исключается ошибка лица, проводящего переключения, а его преимуществом является большая надежность цепей. При использовании ТН присоединений в случае перевода соответствующего присоединения на другую систему шин никаких операций в цепях напряжений не требуется.

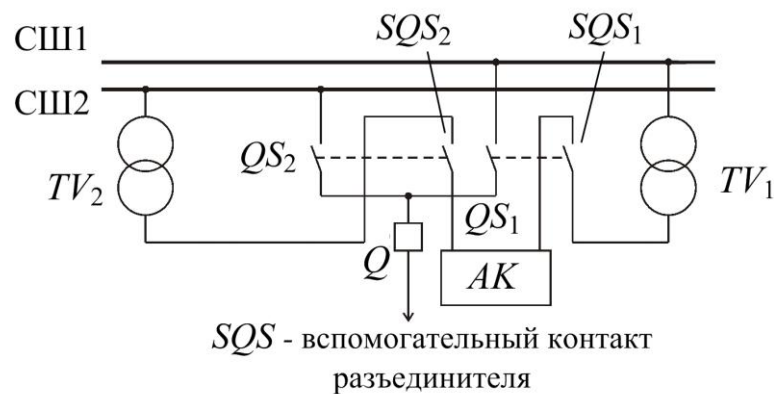


Рис. 2.17. Схема переключения цепей напряжения с одного ТН на другой вспомогательными контактами шинных разъединителей

Трансформатор напряжения работает с погрешностью, искажающей вторичное напряжение как по величине, так и по фазе. В «идеальном» ТН, работающем без погрешностей, вторичное напряжение:

$$U_2 = \frac{U_1}{n_H}.$$

Однако за счет падения напряжения ΔU в первичной и вторичной обмотках действительное значение вторичного напряжения будет равно:

$$U_2 = \frac{U_1}{n_H} - \Delta U,$$

что вытекает из эквивалентной схемы замещения ТН (рис. 2.18), где первичный ток, первичное напряжение и сопротивление приведены к числу витков вторичной обмотки.

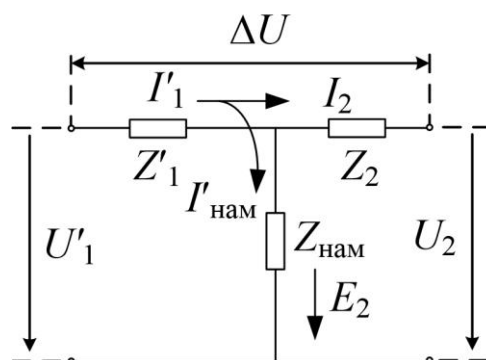


Рис. 2.18. Схема замещения трансформатора напряжения
Из схемы замещения ТН следует:

$$\Delta U = I'_{\text{на\text{м}}} Z'_1 + I_2 (Z'_1 + Z_2).$$

Падение напряжения в обмотках ТН ΔU обуславливает появление погрешности, искажающей значение и фазу U_2 .

Построение векторной диаграммы ТН (рис. 2.19) в соответствии со схемой замещения (рис. 2.18) начинается от вектора вторичного напряжения U_2 и вектора вторичного тока I_2 , протекающего через сопротивление нагрузки, т.е. сопротивление соединительных проводов, катушек реле или входных сопротивлений микропроцессорных устройств защиты. Падение напряжение на активном сопротивлении нагрузки изображается в виде вектора $(I_2 R)$, совпадающего по направлению с вектором тока I_2 . Вектор падения напряжения на реактивном сопротивлении нагрузки $(I_2 X)$ опережает вектор тока I_2 на 90° . Сумма вектора напряжения U_2 и векторов падений напряжений на активном $(I_2 R)$ и реактивном $(I_2 X)$ сопротивлении нагрузки даст вектор Э.д.с. E_2 .

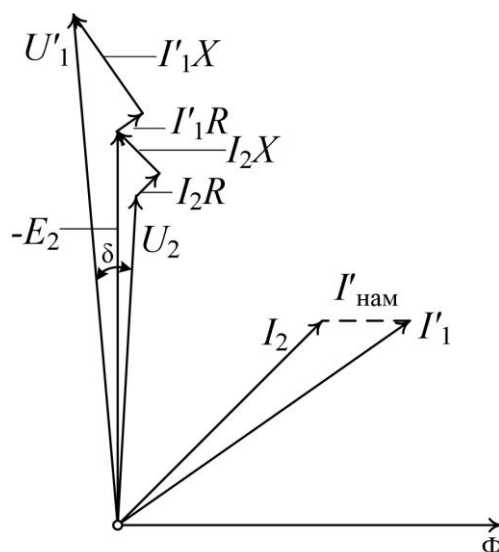


Рис. 2.19. Векторная диаграмма трансформатора напряжения

С учетом принятого направления обхода контура на рис. 2.18 получаем:

$$-E_2 = U_2 + I_2 \cdot Z_2.$$

Магнитный поток, создающий Э.д.с. E_2 , образуется под воздействием тока $I_{\text{нам}}$. Сумма вектора $I_{\text{нам}}$ и I_2 есть вектор первичного приведенного к вторичной обмотке тока I'_1 . Аналогично строятся вектора падений напряжений на активном ($I'_1 R$) и реактивном сопротивлении ($I'_1 X$) первичной обмотки ТТ.

Сумма вектора $-E_2 = E'_1$ и векторов падений напряжений на активном ($I'_1 R$) и реактивном сопротивлении ($I'_1 X$) первичной обмотки ТТ даст вектор первичного напряжения U'_1 .

Погрешность напряжения чаще всего проявляется в некотором уменьшении значения U_2 . Однако возможны и такие случаи, когда погрешность по напряжению выражается в возрастании напряжения U_2 , например при вторичной нагрузке ёмкостного характера.

Угловая погрешность характеризуется углом δ между векторами первичного и вторичного напряжений (рис. 2.19).

Значения погрешностей зависят от вторичной нагрузки трансформатора напряжения. Чем она больше, тем больше вторичный и первичный токи и, следовательно, тем больше падения напряжения в сопротивлениях обмоток, вызывающие появление погрешностей.

Наименьшие погрешности у ТН бывают при работе на холостом ходу (без нагрузки). В этом случае они возникают вследствие падения напряжения в активном и индуктивном сопротивлениях первичной обмотки от тока холостого хода, создающего магнитный поток в сердечнике трансформатора. При этом вследствие отсутствия тока I_2 падение напряжения во вторичной обмотке равно нулю и напряжение U_2 равно Э.д.с. вторичной обмотки E_2 . Для снижения погрешностей трансформатора напряжения их мощность выбирается значительно выше мощности вторичной нагрузки. С учетом этого трансформатор напряжения, как правило, работает в режиме, близком к холостому ходу, когда ток I_1 лишь незначительно больше тока намагничивания I_0 . Вследствие этого падения напряжения в его обмотках незначительны.

Ток намагничивания в свою очередь по возможности снижают путем расчетного выбора магнитодвижущей силы (м.д.с.) $I_0 W_1$, обеспечивающего работу стали магнитопровода в области ее наибольшей магнитной проницаемости, а также путем применения высоколегированной стали.

Кроме того, для снижения индуктивного сопротивления первичной и вторичной обмоток стараются расположить их по возможности ближе одну к другой. Уменьшение тока намагничивания и индуктивного сопротивления обмоток уменьшает падение напряжения в них и, следовательно, способствует снижению погрешностей.

Для дополнительного снижения погрешности напряжения применяется также витковая коррекция – изменение числа витков первичной обмотки, чем компенсируется уменьшение напряжения U_2 при работе трансформатора напряжения на вторичную нагрузку.

2.9. Требования к точности трансформаторов напряжения

Согласно ГОСТ на трансформаторы напряжения погрешность напряжения выражается в процентах и определяется по формуле:

$$f_U = \frac{U_2 \cdot n_{\text{н}} - U_1}{U_1} \cdot 100.$$

При $n_{\text{ном}} U_2 > U_1$ погрешность напряжения положительна (рис. 2.20, б), а при $n_{\text{ном}} U_2 < U_1$ – отрицательна (рис. 2.20, а).

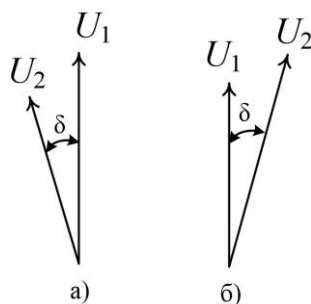


Рис. 2.20. Векторные диаграммы трансформатора напряжения с $n_{\text{н}}=1$, работающего с погрешностями напряжения и угловой

Угловая погрешность δ , согласно ГОСТу, выражается в минутах и считается положительной, если вторичное напряжение опережает по фазе первичное (рис. 2.20, а), или отрицательной, если вторичное напряжение отстает от первичного (рис. 2.20, б). Так как угол δ обычно очень мал, то, выражая его в радианах, можно считать, что:

$$\delta \approx tg\delta.$$

Трансформаторы напряжения должны соответствовать установленным ГОСТ классам точности, характеризуемым предельно

допустимыми значениями погрешностей при нормированных значениях первичного напряжения и мощности вторичной нагрузки.

Цифра, обозначающая класс точности, соответствует предельно допустимому значению погрешности напряжения.

Предельно допустимые погрешности, установленные ГОСТом для различных классов точности, приведены ниже.

Класс точности	Погрешность	
	напряжения, $\pm\%$	угловая, \pm мин
0,2	0,2	10
0,5	0,5	20
1	1	40
3	3	не нормируется

Класс точности 0,2 нужен при питании от трансформатора напряжения расчетных счетчиков, устанавливаемых на мощных генераторах и межсистемных линиях электропередачи. Трансформаторы напряжения, питающие расчетные счетчики других присоединений и измерительные приборы классов 1 и 1,5, должны иметь класс точности 0,5. Для наиболее распространенных указывающих измерительных приборов класса 2,5 должен обеспечиваться класс точности 1 трансформатора напряжения. Для релейной защиты требуется класс точности 3 трансформатора напряжения.

При питании вторичных нагрузок разного характера (например, релейной защиты и расчетных счетчиков) от одного и того же трансформатора напряжения он должен работать в наиболее высоком классе точности, требуемом подключенной к нему аппаратурой.

Для каждого класса точности в соответствии с ГОСТом устанавливается номинальная мощность трансформатора напряжения $S_{ном}$, при которой его погрешности при номинальном первичном напряжении не превышают указанных выше значений. Так как с увеличением вторичной нагрузки погрешности возрастают, то более высокому классу точности соответствует меньшая номинальная мощность.

Обычно для каждого трансформатора напряжения устанавливаются два или три класса точности и две или три соответствующие им номинальные мощности. Это обеспечивает возможность более полного использования его мощности, когда не требуется работа в высоком классе точности. Для дополнительных обмоток всегда устанавливается только класс точности 3.

Кроме номинальных мощностей, каждый трансформатор напряжения имеет максимальную мощность, которую он может длительно выдавать без недопустимого перегрева обмоток, работая вне классов точности.

Трансформаторы напряжения согласно ГОСТ должны обеспечивать при частоте 50 Гц работу в установленном классе точности при вторичной нагрузке, имеющей мощность в пределах $(0,25-1)S_{\text{НОМ}}$ при номинальном первичном напряжении $U_{1\text{НОМ}}$. При отклонении напряжения от номинального не более чем на $\pm 10\%$ мощность трансформатора напряжения вместо $S_{\text{НОМ}}$ следует считать равной [7]:

$$S_1 \approx S_{\text{НОМ}} \cdot \left(\frac{U_1}{U_{1\text{НОМ}}}\right)^2,$$

т.е. соответствующей сопротивлению номинальной вторичной нагрузки:

$$z_{\text{НОМ}} = \frac{U_{1\text{НОМ}}}{I_{1\text{НОМ}}} = \frac{U_{1\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{U_1^2}{S_1}.$$

Потеря напряжения во вторичных цепях. На точность работы измерительных приборов и реле, кроме погрешностей трансформаторов напряжения, влияет падение напряжения от тока вторичной обмотки I_2 в сопротивлении вторичных цепей, вносящее дополнительные погрешности по напряжению и углу (рис. 2.21).

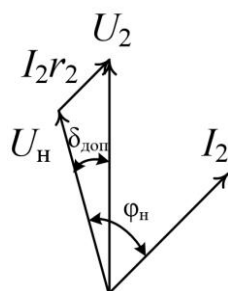


Рис. 2.21. Векторная диаграмма вторичных цепей трансформатора напряжения

На векторной диаграмме U_2 — вектор напряжения на зажимах вторичной обмотки трансформатора напряжения, а U_n — на измерительных приборах и реле. Падение напряжения в активном сопротивлении проводов, соединяющих трансформатор напряжения с приборами и реле, показано вектором $I_2 r_2$, совпадающим по фазе с током I_2 . Индуктивное со-

противление вторичных цепей напряжения обычно незначительно и поэтому не принимается во внимание.

Разность абсолютных значений напряжений по концам соединительных проводов называется потерей напряжения. Потерю напряжения принято выражать в процентах:

$$\Delta U = \frac{U_2 - U_{\text{н}}}{U_2} \cdot 100 \text{ \%}.$$

Потеря напряжения во вторичной цепи трансформатора напряжения представляет собой отрицательную дополнительную погрешность в измерении напряжения. Таким образом, дополнительная погрешность напряжения $f_{U_{\text{доп}}} = -\Delta U \text{ \%}$.

Дополнительная угловая погрешность равна углу $\delta_{\text{доп}}$ между векторами $U_{\text{ном}}$ и U_2 (рис. 2.21). Дополнительные погрешности считаются допустимыми, если потери напряжения во вторичных цепях не превышают установленных максимальных значений. Согласно ПУЭ сечения жил кабелей в цепях напряжения должны выбираться так, чтобы потеря напряжения в сопротивлении проводов от трансформатора напряжения до расчетных счетчиков была не более 0,5 %, до щитовых приборов – не более 1,5 %, до устройств релейной защиты и автоматики – не более 3 %. Это является основным требованием к выполнению вторичных цепей трансформаторов напряжения по условию обеспечения необходимой точности работы измерительной и релейной аппаратуры. При питании расчетных счетчиков межсистемных линий электропередачи от трансформаторов напряжения класса точности 0,5 к целям напряжения этих счетчиков предъявляются еще более высокие требования – потеря напряжения в этих цепях не должна превышать 0,25 %.

Значения падения напряжения и дополнительной угловой погрешности, соответствующие предельно допустимым потерям напряжения при вторичной нагрузке с $\varphi_{\text{н}} = 0,8$, приведены ниже.

$\Delta U, \text{ \%}$	$I_2 r_{2, \pm} \text{ \%}$	$\delta_{\text{доп}}, \text{ мин.}$
0,25	0,3	6
0,5	0,6	10
1,5	1,85	40
3	3,7	70

При потере напряжения до 1,5 % его значение незначительно отличается от значения падения напряжения.

2.10. Схемы соединения трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения имеют различные схемы соединения обмоток, при выполнении которых придерживаются следующих правил: в случае включения первичных обмоток на фазные напряжения их начала присоединяются к соответствующим фазам, а концы объединяются и соединяются с землей; при включении первичных обмоток на междуфазные напряжения их начала присоединяются к предыдущим, а концы — к последующим фазам в порядке их электрического чередования.

Схема соединения обмоток трансформатора напряжения «звезду», приведенная на рис. 2.22, предназначена для получения напряжений фаз относительно земли и междуфазных (линейных) напряжений.

Три первичные обмотки трансформатора напряжения соединяются в «звезду». Начала каждой обмотки (A , B , C) присоединяются к соответствующим фазам оборудования, а концы X , Y , Z объединяются в общую точку (нейтраль N_1) и заземляются. При таком включении к каждой первичной обмотке трансформатора напряжения подводится напряжение фазы оборудования относительно земли. Концы вторичных обмоток трансформатора напряжения (x , y , z на рис. 2.22) также соединяются в «звезду», нейтраль которой N_2 связывается с нулевой точкой нагрузки N_3 . В приведенной схеме нейтраль первичной обмотки (точка N_1) жестко связана с землей и имеет потенциал, равный нулю, такой же потенциал будет иметь нейтраль N_2 и связанная с ней нейтраль нагрузки N_3 . При такой схеме фазные напряжения на вторичной стороне соответствуют фазным напряжениям относительно земли первичной стороны. Заземление нейтрали первичной обмотки ТН и наличие нулевого провода во вторичной цепи являются обязательным условием для получения фазных напряжений относительно земли.

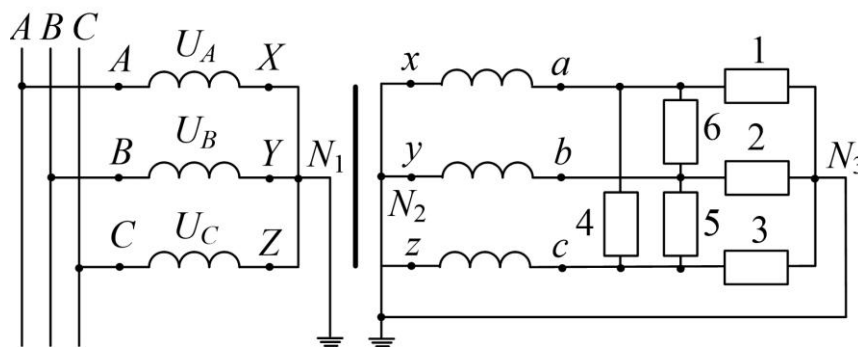


Рис. 2.22. Схема соединений обмоток ТН в «звезду»

Обмотки реле 1, 2, 3 включены на фазные напряжения; 4, 5, 6 – на линейные напряжения.

Схема соединения трансформаторов напряжения в «звезду» обычно выполняется по 12-й группе. Эта схема может быть осуществлена посредством трех однофазных ТН или одного трёхфазного пятистержневого ТН (рис. 2.23).

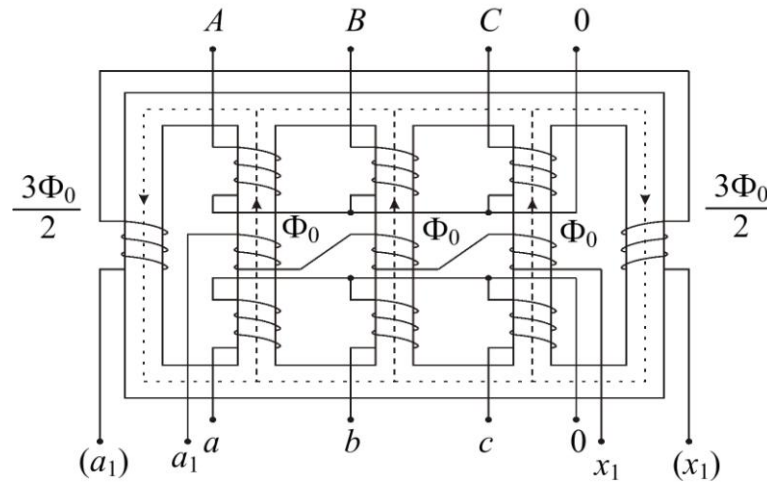


Рис. 2.23. Схема включения пятистержневого ТН

Трёхфазные трехстержневые ТН для данной схемы применяться не могут, так как в их магнитопроводе отсутствуют пути для замыкания магнитных потоков нулевой последовательности Φ_0 , создаваемых током I_0 в первичных обмотках при замыканиях на землю в сети [8]. В этом случае поток Φ_0 замыкается через воздух по пути с большим магнитным сопротивлением. Это приводит к уменьшению сопротивления нулевой последовательности трансформатора и резкому увеличению $I_{\text{нам}}$. Повышенный $I_{\text{нам}}$ вызывает недопустимый нагрев трансформатора, в связи с чем применение трехстержневых ТН недопустимо. В пятистержневых трансформаторах для замыкания потоков служат четвертый и пятый стержни магнитопровода [8].

Схема соединений обмоток ТН в открытый «треугольник» изображена на рис. 2.24. Она выполняется при помощи двух однофазных ТН, включенных на два междуфазных напряжения, например U_{AB} и U_{BC} . Напряжение на зажимах вторичных обмоток ТН всегда пропорционально междуфазным напряжениям, подведенным с первичной стороны. Между проводами вторичной цепи включаются реле. Схема позволяет получать все три междуфазных напряжения U_{AB} , U_{BC} и U_{AC} .

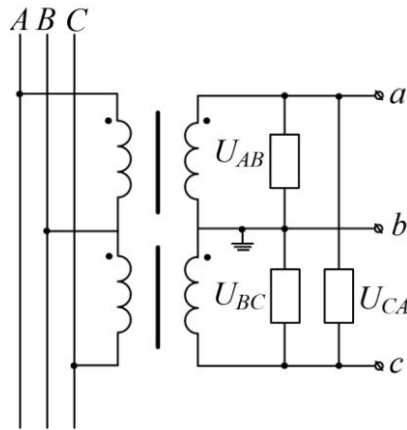


Рис. 2.24. Схема соединений обмоток ТН в открытый «треугольник»

Схема соединений обмоток ТН в «разомкнутый треугольник», приведенная на рис. 2.25, предназначена для получения напряжения нулевой последовательности. Первичные обмотки соединены в «звезду» с заземленной нейтралью, а вторичные – последовательно, образуя «разомкнутый треугольник». К зажимам разомкнутых вершин «треугольника» подсоединяются реле. Напряжение U_p на зажимах «разомкнутого треугольника» равно геометрической сумме напряжений вторичных обмоток $U_p = U_A + U_B + U_C$.

Так как сумма трех фазных напряжений равна утроенному напряжению нулевой последовательности, выражая вторичные напряжения через первичные, получаем:

$$U_p = \frac{U_A + U_B + U_C}{n_H} = \frac{3U_0}{n_H}.$$

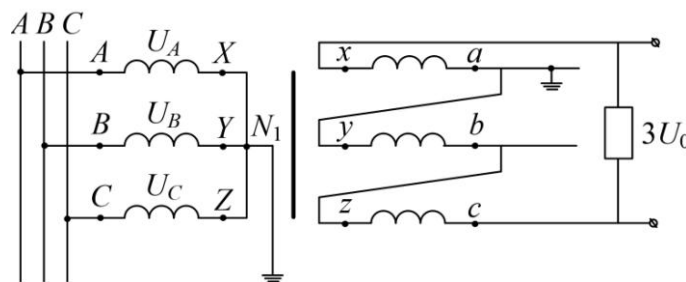


Рис. 2.25. Схема соединений обмоток ТН в «разомкнутый треугольник»

В нормальных условиях напряжения фаз симметричны, $U_p = 0$. При КЗ без земли также $U_p = 3U_0 = 0$. При КЗ на землю (одно- и двухфазных) на зажимах «разомкнутого треугольника» ТН появляется напряжение $U_p = 3U_0/n_H$. Напряжения прямой и обратной последовательностей

образуют симметричные «звезды», и поэтому при суммировании в цепи «разомкнутого треугольника» всегда дают нуль на его зажимах.

Рассмотренная схема является фильтром нулевой последовательности. Необходимым условием работы схемы в качестве фильтра нулевой последовательности является заземление нейтрали первичной обмотки ТН.

Обычно трансформаторы напряжения изготавливают с двумя вторичными обмотками, одну из которых можно использовать в схеме соединения «звезды», а другую – «разомкнутого треугольника». В системах с заземленной нейтралью напряжение на зажимах «разомкнутого треугольника» при замыкании на землю не превышает фазного $U_{\text{ф}}$, а в системах с изолированной нейтралью оно может достигать $3U_{\text{ф}}$, поэтому номинальное вторичное фазное напряжение обмоток, соединяемых в «разомкнутый треугольник», принимается равным $U_{2\text{НОМ}} = 100 \text{ В}$, если трансформатор устанавливается в системе с заземленной нейтралью, и равным $U_{2\text{НОМ}} = 100/3 \text{ В}$, если трансформатор устанавливается в системе с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью.

2.11. Потенциальные диаграммы трансформаторов напряжения

Потенциальная диаграмма трансформатора напряжения снимается для определения правильности соединения вторичных обмоток. На рис. 2.26 представлена схема соединения (а) и потенциальная диаграмма (б) трансформатора напряжения, имеющего две вторичные обмотки (основная вторичная обмотка собрана в «звезду», а дополнительная вторичная обмотка собрана в «разомкнутый треугольник»).

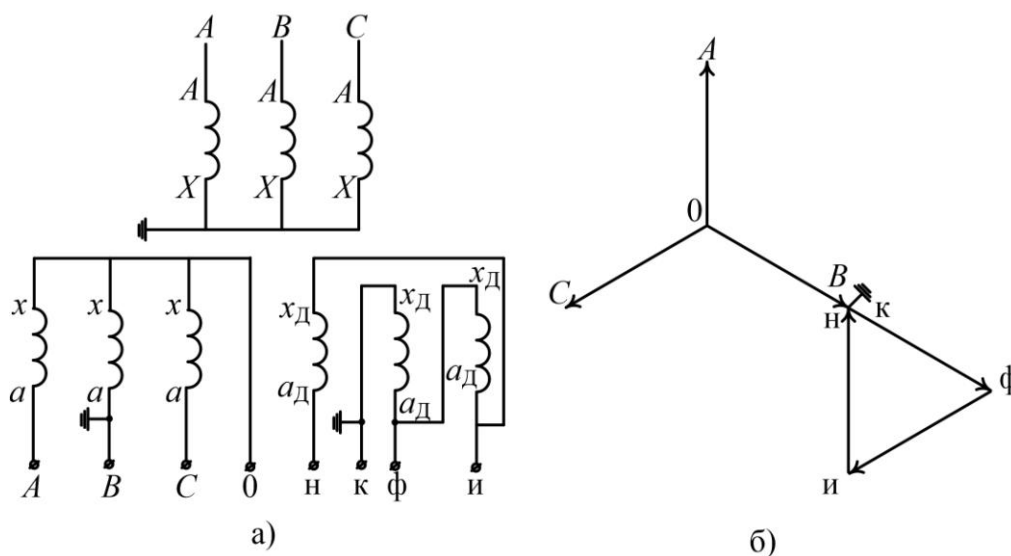


Рис. 2.26. Схема соединений (а) и потенциальная диаграмма (б) трансформатора напряжения, имеющего две вторичные обмотки

Для того чтобы построить потенциальную диаграмму ТН в условиях эксплуатации [5], необходимо:

1) подать на первичную обмотку трансформатора напряжения симметричное напряжение;

2) на ближайшей к трансформатору напряжения сборке зажимов измерить значения всех фазных и линейных напряжений «звезды» U_{A0} , U_{B0} , U_{C0} , U_{AB} , U_{BC} , U_{CA} ;

3) относительно выводов A , B , C , O определить заземленную фазу;

4) измерить напряжения каждой вершины «разомкнутого треугольника» n , k , ϕ , и относительно выводов A , B , C , O «звезды».

5) по полученным результатам в масштабе (при работе с вольтамперфазометром по значению напряжения и фазе, при работе с вольтметром только по значениям напряжения методом засечек) строят потенциальную диаграмму.

Пример построения точек n , k , ϕ потенциальной диаграммы «разомкнутого треугольника» для схемы на рис. 2.27 (а) показан на рис. 2.27, где каждая из этих точек построена по результатам измерений двух напряжений. Результаты остальных измерений следует использовать как контрольные.

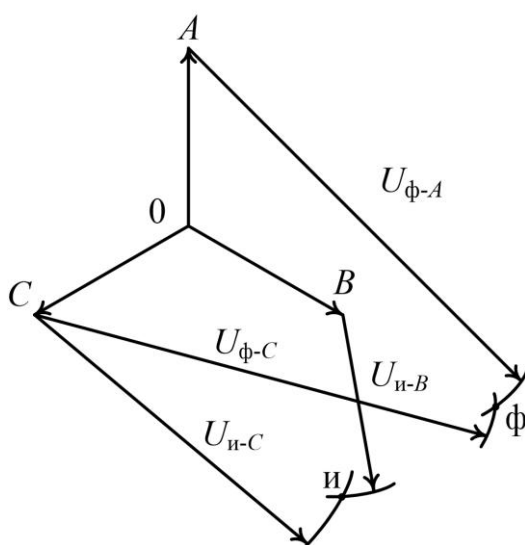


Рис. 2.27. Построение потенциальной диаграммы на выводах трансформатора напряжения

Все измерения, необходимые для построения потенциальной диаграммы, производятся на сборке зажимов, ближайшей к трансформатору напряжения (в шкафу, к которому приходят кабели от всех трех фаз трансформатора напряжения).

Следует обращать особое внимание на правильность маркировки выводов n и k (или δ) цепи $3U_0$, имеющих одинаковые потенциалы по

отношению ко всем другим выводам трансформатора напряжения. Для её проверки измеряется напряжение каждого из этих выводов на землю. Напряжение вывода к на землю должно быть равно нулю, а вывода н – напряжению небаланса цепи $3U_0$. При этом для правильного построения потенциальной диаграммы необходимо проверить на сборке зажимов, от какой фазы трансформатора напряжения приходит заземлённый конец цепи $3U_0$ [7].

Следует иметь в виду, что ошибочные маркировка и установка заземления в цепи приводят к неправильному включению органов направления мощности в устройствах релейной защиты, использующих напряжение нулевой последовательности.

2.12. Волоконно-оптические трансформаторы

Более ста лет в электроэнергетике и промышленности при высоковольтных измерениях переменных токов и напряжений используют электромагнитные измерительные трансформаторы, работа которых основана на явлении и законе электромагнитной индукции, открытом Фарадеем еще в 1831 г. Другое явление, открытое им же в 1845 г., – поворот плоскости поляризации линейно поляризованного света в постоянном магнитном поле. Это явление, названное в честь автора эффектом Фарадея, стало первым доказательством прямой связи оптических и электромагнитных явлений и ждало своего крупномасштабного технического применения более 150 лет [9].

Традиционным измерительным трансформаторам присущи следующие недостатки: явления насыщения, гистерезиса, резонанса, остаточного намагничивания, взрыво- и пожароопасность. Также в процессе эксплуатации трансформаторов необходимо строгое соблюдение требований регламентов по обеспечению постоянного контроля состояния наполнителя (элегаза или масла) [10].

Описанные недостатки традиционных измерительных трансформаторов мотивировали разработчиков к созданию высоковольтных преобразователей, работающих на иных физических принципах. При разработке оптических измерительных трансформаторов тока и напряжения наиболее интересны эффекты Фарадея и Поккельса. Это обусловлено тем, что наиболее сложные вопросы обеспечения электрической изоляции, особенно для высоких напряжений, автоматически решаются за счёт физической природы преобразования, так как оптика и оптическое волокно являются диэлектриками. В современных

разработках решаются задачи повышения точности, стабильности, долговечности, устойчивости к воздействию внешних факторов, а также снижение стоимости измерительных трансформаторов.

В СССР первые работы по созданию оптических датчиков тока на основе эффекта Фарадея проводились в ВЭИ им. В.И. Ленина еще в начале 70-х гг. прошлого века. В те же годы в мире появилось и первое промышленное оптическое волокно, которое пытались использовать не только для дистанционной передачи оптических сигналов, но, в частности, и в качестве чувствительного элемента волоконно-оптических датчиков тока, использующих эффект Фарадея. Однако в то время технология еще не созрела для создания конкурентоспособных промышленных образцов оптических трансформаторов тока. В России первые зарубежные серийные оптические трансформаторы тока были представлены на выставке «ЛЭП – 2006». Канадская компания NxtPhase Corporation, один из мировых лидеров на сегодня в серийном производстве оптических трансформаторов тока и оптических преобразователей тока (а также оптических трансформаторов напряжения), представила тогда свой первый высоковольтный оптический преобразователь тока типа NXCT [9].

К настоящему времени терминология по устройствам рассматриваемого вида еще окончательно не установилась. В литературе встречаются различные наименования: «оптические», «магнитооптические», «оптоэлектронные», «оптоволоконные», «волоконно-оптические», «оптикоэлектрические» и другие подобные определения данных трансформаторов, преобразователей или датчиков тока [9].

Рассмотрим подробнее волоконно-оптические трансформаторы тока.

2.12.1. Волоконно-оптические трансформаторы тока

2.12.1.1. Преимущества волоконно-оптических трансформаторов тока

Основными преимуществами оптических трансформаторов тока по сравнению с их электромагнитными аналогами являются:

- возможность масштабного преобразования и измерения как переменного, так и постоянного или импульсного тока различных уровней напряжений;

- оптико-электронное малоинерционное преобразование световых сигналов с отсутствием явлений гистерезиса, магнитного насыщения и остаточного намагничивания, характерных для электромагнитных аналогов и ограничивающих их динамический диапазон и точность измерений;

- большой динамический диапазон (0,1–200 % $I_{\text{ном}}$) и высокая точность (0,1–0,2 %) для измерений и защиты токовых цепей, достигаемые за счет использования поляризованных световых сигналов и их цифровой обработки; при этом одно и то же изделие, в отличие от электромагнитных аналогов, может использоваться при 10-кратно различающихся первичных номинальных токах за счет электронной перенастройки коэффициентов трансформации;

- широкая полоса пропускания сигналов (не менее 6 кГц), позволяющая производить полный анализ не только количества, но и качества электроэнергии в части гармоник (до 100 гармоник) и переходных процессов (для защиты);

- возможность интеграции в измерительные и информационные системы с использованием различных интерфейсов – аналоговых, дискретных и цифровых – и исключением влияния вторичной нагрузки на процессы измерения;

- полная эколого-, пожаро-, взрыво- и электробезопасность за счет отсутствия вредных веществ и электропроводящих материалов, а также за счет использования маломощных световых сигналов, исключающих возможности искрения и возгорания в нештатных ситуациях;

- высокая помехоустойчивость к электромагнитным помехам, позволяющая монтировать изделия в сложной электромагнитной обстановке без ее предварительного анализа и коррекции;

- долговечность, долговременная стабильность и высокая повторяемость метрологических параметров изделий;

- низкая восприимчивость к вибрациям и изменениям температуры;

- малые весогабаритные параметры, упрощающие и облегчающие монтаж, а также позволяющие устанавливать изделия в ограниченном пространстве, в любом положении, с установкой на опору или путем подвешивания к жесткой шине.

2.12.1.2. Принцип работы волоконно-оптического трансформатора тока

Свет в узком смысле – это видимое излучение, т.е. электромагнитные волны в интервале частот $f = (7,5–4,0) \cdot 10^{14}$ Гц (или 750–400 ТГц) и длин волн $\lambda = 0,4–0,76$ мкм, воспринимаемые глазом. Световые волны различных частот идентифицируются человеком как различные цвета – от длинноволнового красного до коротковолнового фиолетового. Под светом в широком смысле понимают оптическое излучение, включающее, кроме видимого, ультрафиолетовое ($\lambda = 0,01–0,4$ мкм) – УФ и инфракрасное

($\lambda = 0,74\text{--}2000$ мкм) – ИК-излучения. Электромагнитное излучение одной определенной и строго постоянной частоты называют монохроматическим (одноцветным) [11].

Электромагнитные волны (ЭМВ) представляют собой распространяющиеся в пространстве колебания электромагнитного поля. В ЭМВ объединены изменения электрического и магнитного полей: всякое изменение напряженности E электрического поля в какой-нибудь точке пространства вызывает в смежных точках появление переменного магнитного поля, изменение напряженности H которого в свою очередь порождает меняющееся электрическое поле. Если источником электрического поля в физической среде являются неподвижные электрические заряды, а источником магнитного поля – равномерно движущиеся электрические заряды (постоянный ток), то источник ЭМВ – это неравномерно (ускоренно) движущиеся электрические заряды, в частности, их колебания и любой переменный ток [9].

Общим свойством любой ЭМВ является поперечность ее колебаний: в изотропных средах векторы напряженности электрического E и магнитного H полей волны перпендикулярны друг к другу и к направлению распространения волны – ее лучу (или вектору скорости распространения волны v) [9].

Обычный источник света, например, Солнце или любое раскаленное тело, можно рассматривать как систему огромного множества элементарных электрических вибраторов, имеющих произвольную и постоянно меняющуюся во времени пространственную ориентацию. В световой волне такого источника отсутствуют выделенные фиксированные направления колебаний вектора E : все колебания хаотичны, происходят по всем направлениям, перпендикулярным лучу, и равномерно распределены по фронту волны относительно ее луча. Такой свет называют естественным светом и говорят, что он неполяризован. Полную поляризацию монохроматического света характеризуют проекцией траектории конца вектора E в некоторой точечной области луча на плоскость, перпендикулярную лучу, – фронтальную плоскость (начало вектора E всегда находится на луче, т.е. на оси z). На этой плоскости проекция конца вектора E в любой момент времени может быть представлена некоторой точкой с координатами E_x и E_y , определяющими вершины двух ортогональных векторов E_x и E_y , на которые может быть разложен любой вектор E : $E = E_x + E_y$. Гармоническое колебание вектора E имеет вид $E = E_m \sin(\omega t + \varphi)$, где круговая частота ω , амплитуда E_m и начальная фаза φ являются константами [9].

Если направления колебаний вектора E упорядочены каким-либо образом, то свет называют поляризованным. Различают частично (колебания одних направлений преобладают над колебаниями других направлений) и полностью поляризованный свет (колебания происходят по строго определенным траекториям). Обычно частично поляризованный свет состоит из естественной и поляризованной составляющих. В полностью поляризованном монохроматическом свете траектория перемещения конца вектора E . Поляризация света может производиться различными способами. Среды, обладающие свойством поляризации света, называют поляризаторами, а приборы, с помощью которых обнаруживается положение плоскости поляризации, – анализаторами [9].

Линейно поляризованный свет можно подвергать в физических средах операциям поворота его плоскости поляризации в целях решения тех или иных технических задач. Такой поворот могут вызывать как оптически активные вещества (различные кристаллы, их расплавы и растворы), так и внешние физические поля, воздействующие на среду прохождения света. Возможность воздействия на поляризованный свет в среде при помощи постоянного магнитного поля лежит в основе эффекта Фарадея – вращения плоскости поляризации линейно (циркулярно) поляризованного света, распространяющегося в среде вдоль постоянного магнитного поля, в котором находится эта среда. Основная особенность эффекта Фарадея заключается в его невзаимности, т.е. в нарушении принципа обратимости светового луча: его движение «назад» дает такой же угол поворота и в ту же сторону, что и движение «вперед». Изменение же направления магнитного поля, напротив, изменяет направление вращения плоскости поляризации на противоположное [9].

Вращение плоскости поляризации монохроматического линейно поляризованного света, распространяющегося в изотропной немагнитной среде вдоль магнитного поля, подчиняется закону Верде [9]:

$$\Theta = V \cdot l \cdot H,$$

где Θ – угол поворота (угол Фарадея [радиан в СИ]); H – магнитная напряженность поля [А/м в СИ]; l – длина пути светового луча в среде вдоль силовой линии магнитного поля [м в СИ]; V – постоянная Верде (удельное магнитное вращение) [рад/А в СИ], зависящая от длины волны света (частоты), плотности среды и от ее температуры (слабо).

Для большинства сред $V > 0$ (правостороннее вращение) и составляет сотые доли угловой минуты ('): $V = (0,01–0,02)$ мин/Э·см.

Знак угла поворота плоскости поляризации связан с направлением магнитного поля и не зависит от направления распространения луча (по полю или против поля). При многократном прохождении света через среду, помещенную в постоянное магнитное поле, угол поворота плоскости поляризации возрастает в соответствующее число раз. Это свойство используется в конструкции оптических трансформаторов тока для повышения их чувствительности [9].

2.12.1.3. Конструкция волоконно-оптических трансформаторов тока

Типичная схема волоконно-оптического преобразователя содержит чувствительный элемент в виде нескольких витков оптоволоконна, помещенных в жесткую защитную оболочку из немагнитного материала – токовую головку для трансформатора тока или измерительную петлю для оптоволоконного преобразователя, и электронно-оптический блок, соединяемый с чувствительным элементом непосредственно или через оптический кросс [9].

Электронно-оптический блок с помощью встроенного лазера и модулятора на своем оптическом выходе монохроматический линейно поляризованный световой сигнал, направляемый по поддерживающему поляризацию оптоволокону на вход чувствительного элемента. В чувствительном элементе плоскость поляризации сигнала подвергается под воздействием магнитного поля H_1 тока I_1 соответствующему повороту на угол Фарадея, и с выхода чувствительного элемента световой сигнал поступает на оптический вход электронно-оптического блока, где на фазовом детекторе из него формируется электрический измерительный сигнал.

Далее этот сигнал через аналого-цифровой преобразователь поступает в виде цифрового кода определенной разрядности на дискретный интерфейсный выход электронно-оптического блока и через цифро-аналоговый преобразователь на усилитель, где формируются нормированные аналоговые выходные сигналы в виде напряжения или тока для выдачи на аналоговый интерфейс электронно-оптического блока. Таким образом, измерительная информация может быть получена на выходе электронно-оптического блока для дальнейшего использования [9].

В том случае, когда чувствительный элемент по технологическим требованиям, например, на высоковольтных подстанциях, должен быть дистанционно (до 1 км) удален от электронно-оптического блока, для подключения чувствительного элемента дополнительно используется магистральное оптоволоконно, сохраняющее поляризацию, и кроссовый блок

(кабельный бокс), подключающий его к оптоволокну чувствительного элемента [9].

Конструкция токовых головок для оптоволоконных трансформаторов тока зависит от конструкции высоковольтных шин на объекте учета, с которыми эти головки должны сопрягаться. В оптоволоконных трансформаторах токовые головки устанавливаются на вершине изоляционных колонн, которые выполняют одновременно функции опоры шины с головкой, защиты оптоволокну от воздействий внешней среды (оптоволокну проходит внутри колонны от головки к кроссовому блоку, размещаемому, как правило, в основании колонны) и дополнительной электрической изоляции кроссового блока и персонала, работающего с оптоволоком у основания колонны. Для обеспечения опорной функции колонна изготавливается в виде спиралевидного цилиндра необходимой высоты, а для обеспечения его защитной и изоляционной функций используют композитный материал (стеклопластик) с высокими изоляционными и антикоррозийными свойствами [9].

В оптоволоконном преобразователе вместо стандартной токовой головки используется измерительная петля, форма и размер которой подбираются под ту токоведущую шину, в которой необходимо измерить ток. Оптоволоконный преобразователь с такой изменяемой петлей называют трансформируемым [9].

В отличие от оптоволоконных трансформаторов тока, применяемых на высоковольтных подстанциях для измерений переменного тока промышленной частоты, оптоволоконные преобразователи тока используют, как правило, при измерении больших переменных или постоянных токов в различных технологических процессах на энергоемких производствах, например, в электрометаллургической или электрохимической промышленности [9].

2.12.2. Волоконно-оптические трансформаторы напряжения

В измерительных электрооптических трансформаторах напряжения применяется электрооптический эффект Поггеля, представляющий собой изменение коэффициента преломления электрооптического кристалла под действием электрического поля. При этом коэффициент преломления линейно зависит от силы поля приложенного к кристаллу, не имеющему внутренней симметрии (например, пьезокристаллу), в отличие от эффекта Керра, при котором коэффициент преломления

пропорционален квадрату силы поля в веществах с внутренней симметрией [10].

Следствием этого эффекта в кристаллах является двойное лучепреломление, т.е. расщепление в анизотропных средах (различные свойства среды в различных направлениях) луча света на две составляющие. Если луч света падает перпендикулярно к поверхности кристалла, то на этой поверхности он расщепляется на два луча. Первый луч продолжает распространяться прямо, и называется обыкновенным, второй же отклоняется в сторону, и называется необыкновенным. Нарушение закона преломления света необыкновенным лучом связано с тем, что скорость распространения света (а значит и показатель преломления) волн с такой поляризацией, как у необыкновенного луча, зависит от направления. Для обыкновенной волны скорость распространения одинакова во всех направлениях.

Сдвиг фаз между двумя лучами определяется согласно формуле:

$$\Delta\varphi = \frac{\pi \cdot L \cdot K_{ij} \cdot E}{\lambda},$$

где L – толщина пластины, K_{ij} – электрооптические коэффициенты, E – напряженность поля, λ – длина волны.

Канадской компанией NXPPhase разработаны измерительные трансформаторы тока и напряжения, использующиеся на высоковольтных линиях электропередачи в США и Канаде. В России их представителем является компания Пролайн. На рис. 2.28 изображён трансформатор тока и напряжения NXVCT.

На основании колонны (1) закреплена цельнолитая спиралевидная оболочка из силиконовой резины (2). Три датчика напряжения (3) установлены в определённых местах для повышения точности измерений. Внутренняя экранировка (4) уменьшает поверхностные эффекты искажения поля. Токовая головка (5) может иметь несколько датчиков, основанных на магнитооптическом эффекте Фарадея. Внутренняя полость колонны заполнена сухим азотом (6) [10].

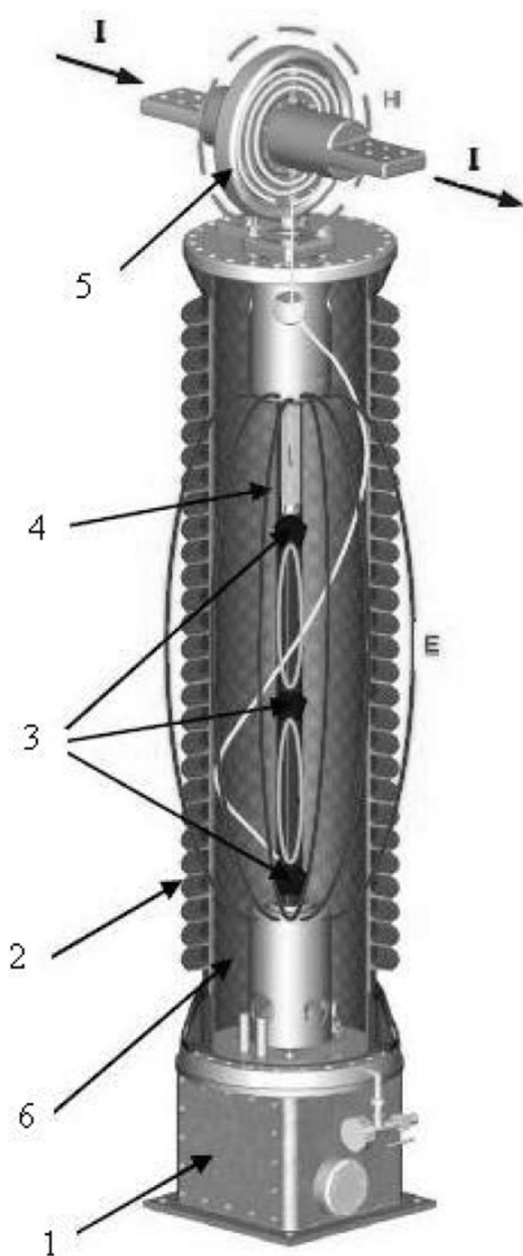


Рис. 2.28. Измерительный высоковольтный оптический трансформатор напряжения и тока

На рис. 2.29 изображена функциональная схема оптического трансформатора напряжения.

Измерение напряжения основано на измерении электрического поля ячейкой Погкельса с использованием двухканального метода, обеспечивающего устойчивость к колебаниям температуры, вибраций и изменению интенсивности света от лазерного источника.

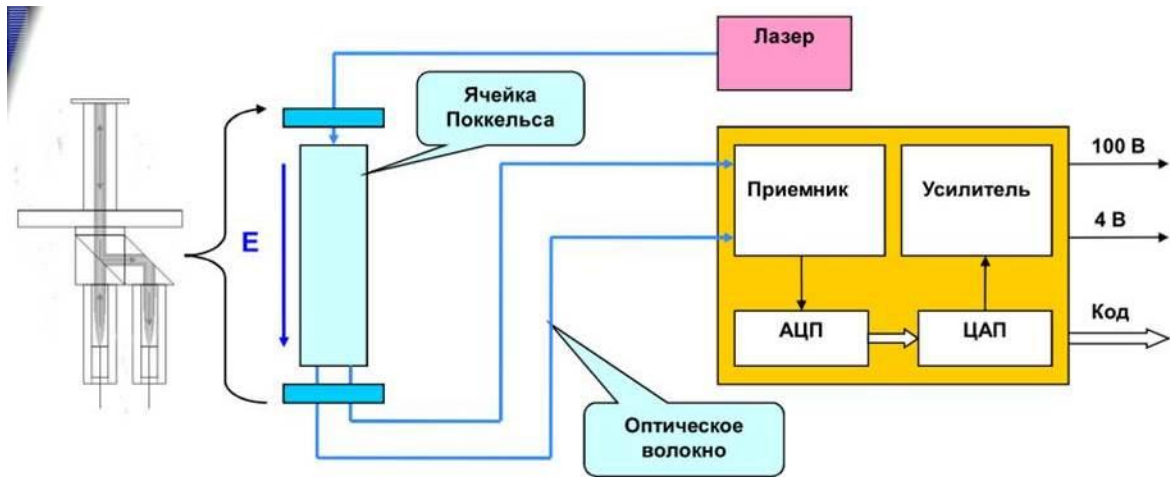


Рис. 2.29. Функциональная схема оптического ТН

Контрольные вопросы

1. Постройте векторную диаграмму электромагнитного трансформатора тока.
2. Назовите способы определения допустимой вторичной нагрузки электромагнитного трансформатора тока.
3. Постройте векторную диаграмму электромагнитного трансформатора напряжения.
4. Назовите способы снижения погрешностей электромагнитного трансформатора напряжения.
5. Перечислите преимущества оптических трансформаторов тока и напряжения по сравнению с их электромагнитными аналогами.

3. ОСНОВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ ЦИФРОВОЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

3.1. Основные понятия

Последнее десятилетие характеризуется широким применением в релейной защите цифровой (микропроцессорной) техники. Это обусловлено существенными преимуществами последней по сравнению с электромеханическими и электронными устройствами релейной защиты.

Входная информация, которую получает цифровая релейная защита, может в общем случае содержать следующие составляющие:

- аналоговые сигналы, характеризующие контролируемые величины энергосистемы;
- входная дискретная информация, в том числе сигналы от коммутационных аппаратов, других устройств релейной защиты и от обслуживающего персонала;
- цифровая информация от других устройств РЗ, характеризующая как текущие значения переменного тока, так и логические сигналы, получаемые посредством цифровых коммуникационных интерфейсов;
- управление настройками и параметрами цифровой релейной защиты, осуществляемое обслуживающим персоналом или системами управления через коммуникационный интерфейс.

Выходная информация цифровой релейной защиты может быть представлена следующими пунктами:

- выходная дискретная информация (логические сигналы к другим защитам и на отключение выключателей);
- цифровая информация к другим устройствам, характеризующая в общем случае как текущие значения переменного тока, так и логические сигналы, и получаемая посредством цифровых коммуникационных интерфейсов;
- сообщения различных видов, в том числе логические выходные сигналы и цифровые данные, как то: визуальное наблюдение, запись измеряемых защитой аналоговых величин токов, напряжений, мощности в нормальном и аварийном режимах.; др.

Среди основных элементов цифровой релейной защиты можно выделить следующие функциональные блоки [12]:

- аналоговые входы переменного тока, которые служат для ввода сигналов от измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- элементы для цифровой обработки сигналов (преобразователи и усилители, микропроцессорный блок);

- дискретные входы, предназначенные для ввода логической информации, которая в дальнейшем используется в программной части для принятия решений;
- дискретные выходы, служащие для целей управления и сигнализации;
- функциональная клавиатура управления, которая предназначена для ввода управляющей информации, такой как: изменение настроек и параметров защиты, ввод (вывод из действия) отдельных функций, ввод команд для управления коммутационными элементами присоединения, др.;
- дисплей, который предназначен для чтения сообщений защиты, а также используется как вспомогательное средство при всех операциях, выполняемых с помощью клавиатуры;
- интерфейс обслуживания, представляющий собой обычно последовательный порт на лицевой панели защиты и обеспечивающий связь между защитой и компьютером;
- системный интерфейс, обеспечивающий связь защиты с системой контроля и управления;
- функциональный интерфейс, который обеспечивает быстрый обмен информацией в общем случае о действиях отдельных функций защиты, сообщениях и состоянии контактов коммутирующих аппаратов с устройством защиты на другом конце защищаемого объекта.

3.2. Структура цифровой релейной защиты

Цифровые устройства релейной защиты различного назначения имеют много общего, а их структурные схемы очень похожи и подобны представленной на рис. 3.1. Центральным узлом цифрового устройства является микропроцессор, который через свои устройства ввода-вывода обменивается информацией с периферийными узлами. С помощью этих дополнительных узлов осуществляется сопряжение микропроцессора с внешней средой: датчиками исходной информации, объектом управления, оператором и т.д.

Следует отметить, что в реальном устройстве релейной защиты может использоваться несколько микропроцессоров, каждый из которых будет занят решением отдельного фрагмента общей задачи с целью обеспечения высокого быстродействия. Например, в сложных устройствах релейной защиты используются 7–10 микропроцессоров, работающих параллельно [13].

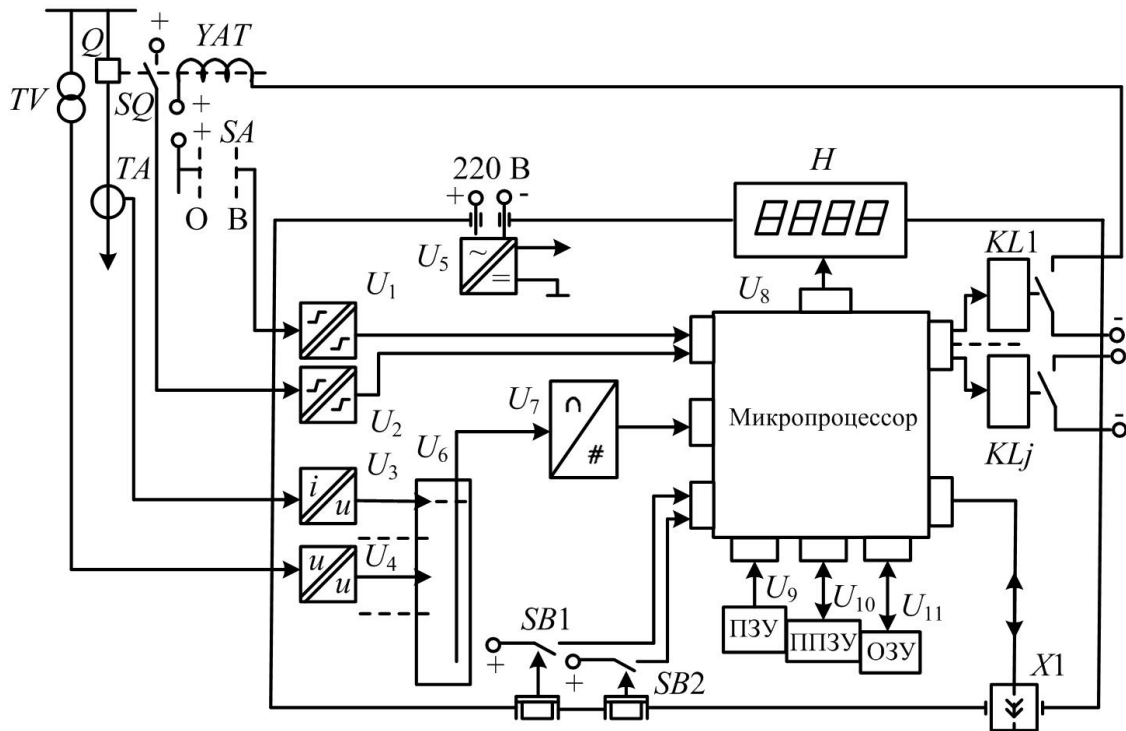


Рис. 3.1. Структурная схема цифрового устройства релейной защиты

Непрерывными узлами цифрового устройства релейной защиты и автоматики являются: входные U_1-U_4 и выходные $KL1-KLj$ преобразователи сигналов, тракт аналого-цифрового преобразования U_6, U_7 , кнопки управления и ввода информации от оператора $SB1, SB2$, дисплей H для отображения информации и блок питания U_5 . Современные цифровые устройства, как правило, оснащаются и коммуникационным портом $X1$ для связи с другими устройствами.

Основные функции вышеперечисленных узлов следующие.

Входные преобразователи обеспечивают гальваническую развязку внешних цепей от внутренних цепей устройства. Одновременно, входные преобразователи осуществляют приведение контролируемых сигналов к единому виду (как правило, к напряжению) и нормированному уровню. Здесь же осуществляется предварительная частотная фильтрация входных сигналов перед их аналого-цифровым преобразованием. Одновременно принимаются меры по защите внутренних элементов устройства от воздействия помех и перенапряжений.

Различают преобразователи аналоговые (U_3, U_4) и логические (U_1, U_2) входных сигналов. Первые стремятся выполнить так, чтобы обеспечить линейную (или нелинейную, но с известным законом) передачу контролируемого сигнала во всем диапазоне его изменения. Преобразователи логических сигналов, наоборот, стремятся сделать

чувствительными только к узкой области диапазона возможного нахождения контролируемого сигнала.

Входные преобразователи аналоговых сигналов. Сигналы, контролируемые устройствами релейной защиты, имеют в общем случае разную физическую природу — токи, напряжения, температура и т. д. Чаще всего устройства релейной защиты работают с сигналами от источников переменного тока и напряжения, с традиционными номинальными уровнями: 1 А, 5 А, 100 В. Такие уровни сигналов обеспечивают необходимую помехозащищенность, но совершенно неприемлемы для обработки в электронных схемах. Использование же датчиков с выходными сигналами, согласованными с требованиями электроники, наталкиваются на необходимость либо резко ограничить длину линий связи, размещая устройства вблизи датчиков информации, либо применять дополнительные меры по их защите от помех, такие как, экранирование, что весьма дорого.

При подключении микропроцессорных устройств к традиционным датчикам тока и напряжения требуется приведение их сигналов к единому виду и диапазону изменения, приемлемому для обработки электронными узлами.

Наиболее часто входные согласующие преобразователи цифровых устройств выполняются на базе обычных электромагнитных трансформаторов с ферромагнитным сердечником [13]. Несмотря на то, что такие трансформаторы имеют нелинейные передаточные характеристики, определенный разброс параметров, некоторую нестабильность во времени и при изменении температуры, они все же приемлемы для построения устройств релейной защиты, допускающих работу с погрешностью 2–5 %.

Входные преобразователи дискретных сигналов. Практически во всей современной электронной аппаратуре ввод дискретных сигналов осуществляется преобразователями на основе оптронов [13].

Малый входной ток оптрона с одной стороны является его достоинством, так как приводит к снижению мощности, потребляемой преобразователем, но с другой стороны, приводит к ряду проблем.

В первую очередь, малый входной ток обуславливает низкую помехозащищенность преобразователя. Чтобы исключить ложную работу устройства микропроцессорного устройства релейной защиты в такой ситуации, на выходе преобразователя устанавливают элемент выдержки времени с фиксированной или регулируемой задержкой в формировании выходного сигнала. Чтобы отстроиться от переходных процессов, обычно достаточно задержки 0,5–3 мс.

Выходные релейные преобразователи. Воздействие реле на защищаемый объект традиционно осуществляется в виде дискретных сигналов управления. При этом выходные цепи устройства защиты выполняются так, чтобы обеспечить гальваническую развязку коммутируемых цепей как между собой, так и относительно внутренних цепей устройства релейной защиты. Выходные преобразователи должны обладать соответствующей коммутационной способностью и, в общем случае, обеспечивать видимый разрыв коммутируемой цепи.

Несмотря на очевидные достижения в области коммутации высоких потенциалов и сильных токов в цифровых реле, в большинстве случаев по-прежнему используются промежуточные электромагнитные реле [13]. Контактная техника пока еще остается вне конкуренции как единственное устройство, обеспечивающее видимый разрыв в коммутируемой цепи. К тому же это и самое дешевое решение. Как правило, в цифровых устройствах релейной защиты применяются несколько типов малогабаритных реле: с большей коммутационной способностью – для работы непосредственно в цепях управления выключателей, с меньшей – для работы в цепях сигнализации. Мощные реле способны включать цепи с током примерно $5 \div 30$ А, но их отключающая способность обычно не превосходит 1 А при напряжении 220 В. Таким образом, схема управления должна предусматривать прерывание тока в цепи электромагнита выключателя его вспомогательным контактом. Отключающая способность сигнальных реле обычно не превышает 0,15 А в цепях постоянного тока напряжением 220 В.

Тракт аналого-цифрового преобразования включает мультиплексор U_6 и собственно аналого-цифровой преобразователь (АЦП) – U_7 . Мультиплексор – это электронный коммутатор, поочередно подающий контролируемые сигналы на вход АЦП. Применение мультиплексора позволяет использовать один АЦП (как правило, дорогостоящий) для нескольких каналов. В АЦП осуществляется преобразование мгновенного значения входного сигнала в пропорциональное ему цифровое значение. Преобразования выполняются с заданной периодичностью. В последующем в микропроцессоре по этим выборкам из входных сигналов рассчитываются интегральные параметры контролируемых сигналов – их амплитудные или действующие значения.

Блок питания U_5 обеспечивает стабилизированным напряжением все узлы рассматриваемого устройства, независимо от возможных изменений напряжения в питающей сети. Блоки питания многих современных устройств релейной защиты могут работать и с сетями

переменного и постоянного тока. Как правило, в блоке питания формируется и ряд дополнительных сигналов, исключающих неправильную работу микропроцессора и некоторых других электронных узлов устройства в момент появления и исчезновения напряжения питания.

Практически во всех современных устройствах используются импульсные блоки питания, выполняемые на базе высокочастотных инверторов [13].

Дисплей и клавиатура являются неизменными атрибутами любого цифрового устройства, позволяя оператору получить информацию от устройства, изменять режим его работы, вводить новую информацию. Надо отметить, что дисплей и клавиатура *SB1*, *SB2* в цифровой релейной защите, как правило, реализуются в максимально упрощенном виде: дисплей – цифробуквенный, одно- (или несколько-)строчный; клавиатура – несколько кнопок.

Для отображения информации в микропроцессорном устройстве релейной защиты используются отдельные светодиодные индикаторы, табло и графические экраны. Совокупность элементов визуального отображения информации называют дисплеем [13].

Очевидно, что дисплей не должен быть дорогим, так как общение человека с реле происходит крайне редко. Дисплей реле должен обеспечивать быстрое и однозначное представление информации. Наилучшим образом этим требованиям удовлетворяют простые дисплеи в виде светодиодных индикаторов. С другой стороны цифровое устройство защиты - это устройство, которое способно предоставить оператору очень большой объем информации: текущие значения токов и напряжений электроустановки, их аварийные значения, уставки (в цифровых реле их может быть несколько наборов), состояние входов и выходов управления и т. д. Для оперативного получения такого объема информации требуются, соответственно, и более информативные дисплеи.

В цифровых устройствах релейной защиты используются в основном два способа представления величин – в именованных единицах (вольтах, амперах, градусах и т.д.) и в относительных. Оперативному персоналу удобнее работать с именованными величинами, отражающими реальные значения токов, напряжений и других параметров электроустановки. Это требует занесения дополнительной информации в реле – коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, а на дисплей необходимо дополнительно выводить размерность отображаемой величины. Альтернативным решением является представление всех величин в относительных единицах или процентах. Чаше всего за базисные единицы принимают номинальные значения контролируемых величин.

В последнее время применение в устройстве релейной защиты сложного дисплея становится менее актуальным. Современные цифровые реле, как правило, предусматривают подключение к компьютеру, и вся необходимая информация может в любой удобной форме быть представлена на обычном дисплее компьютера.

Кнопки управления или клавиатура являются неотъемлемыми элементами связи человека с цифровым устройством. С помощью клавиатуры можно изменить режим работы устройства, вызвать на дисплей интересующие параметры и величины, ввести новые уставки и т.д.

Число кнопок, используемых в клавиатурах различных устройств релейной защиты, варьируются от двух до десяти. Чем больше кнопок в клавиатуре, тем удобнее и быстрее можно вводить информацию в устройство. Однако кнопки являются наиболее ненадежными элементами цифровой аппаратуры. Поэтому там, где пользоваться клавиатурой приходится крайне редко, стремятся использовать минимальное число кнопок. Минимальное число кнопок клавиатуры, позволяющее вводить любую информацию, равно двум.

Одним из важнейших узлов цифровых реле являются **устройства хранения информации**. В настоящее время используются различные типы устройств хранения информации. Сразу же исключим из рассмотрения устройства с использованием электромеханических узлов (например, с записью информации на магнитных дисках) как требующие постоянного ухода и имеющие ограниченный ресурс. В аппаратуре микропроцессорной релейной защиты, рассчитанной на большие сроки эксплуатации с минимальными затратами на обслуживание, должны использоваться узлы без движущихся частей.

В функциональном отношении все статические запоминающие устройства подразделяются на ПЗУ, ОЗУ и ППЗУ. Рассмотрим их подробнее.

Для хранения рабочей программы в устройствах защиты обычно используются постоянные запоминающие устройства – ПЗУ. Отличительной чертой ПЗУ является однократная запись информации. В последующем возможно только считывание записанной информации. Достоинством микросхем ПЗУ является их низкая стоимость и возможность хранения информации при отключении питания.

В последнее время шире начинают применяться перепрограммируемые устройства памяти. Особенно они важны для устройств защиты, рабочая программа которых должна изменяться в процессе эксплуатации. В настоящее время существуют устройства

релейной защиты, в которых нужные функции защиты выбираются из библиотеки стандартных функций самим пользователем. Логическая часть этих устройств релейной защиты создается пользователем из базовых логических функций типа И, ИЛИ, ТРИГГЕР и т.д. Рабочая программа в таких устройствах защиты располагается в перепрограммируемом постоянном запоминающем устройстве (ППЗУ). ППЗУ является энергонезависимой памятью, т.е. хранящая в ней информация не разрушается в обесточенном состоянии.

Для временного хранения результатов промежуточных вычислений используются оперативные запоминающие устройства (ОЗУ). Запись и считывание данных в ОЗУ осуществляется с максимальной скоростью. Недостатком ОЗУ является разрушение информации при отключении питания.

Порт связи с внешними цифровыми устройствами. Достоинством цифровых устройств релейной защиты является возможность передачи имеющейся информации в другие цифровые системы: АСУ ТП, персональный компьютер и т.д., что позволяет интегрировать различные системы, экономя на каналах связи, затратах на предварительную обработку сигналов и т.п. Коммуникационный порт – необходимый элемент для дистанционной работы с данным устройством.

Интерфейсы микропроцессорных устройств релейной защиты. Под интерфейсом понимается совокупность аппаратных, программных и конструктивных средств, необходимых для реализации взаимодействия различных цифровых устройств, объединенных в систему.

По принципу обмена информацией интерфейсы подразделяются на интерфейсы с параллельной и последовательной передачей данных [13].

Наиболее быстрый обмен информацией между двумя цифровыми устройствами обеспечивает параллельный интерфейс.

В этом случае по синхронизирующему сигналу (в действительности это может быть последовательность из нескольких сигналов управления) передающее устройство выставляет на шину данных одновременно все разряды передаваемого числа, а приемное устройство его считывает.

Технически более просто выполняется интерфейс с последовательной передачей данных. В этом случае слово данных передается последовательно разряд за разрядом.

Существует достаточно много стандартов на каналы последовательной связи. Стандарты отличаются по скорости обмена, организации и длине линий связи и т.д.

Наиболее известен стандарт *RS232*, применяемый в IBM-совместимых ПК. Стандарт *RS232C* разработан в 1969 г. Интерфейс обеспечивает дальность связи до 15 м со скоростью до 19 200 бод.

В ряде цифровых реле порт последовательной связи выполнен в стандарте *RS485*. Интерфейс обеспечивает дальность связи до 1200 м со скоростью до 10 Мбит/с.

Наряду с вышеперечисленными в цифровых устройствах релейной защиты, в общем случае, могут встретиться и другие узлы, например, цифро-аналоговые преобразователи при формировании аналоговых сигналов управления и регулирования. Характеристики однотипных узлов в устройствах различных изготовителей оказываются весьма близкими. Причиной этого является необходимость реализации одних и тех же исходных требований, ориентация схемных решений на одни и те же реальные входные сигналы, получаемые от стандартных трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, и объективные законы, по которым должна вестись обработка информации [13].

3.3. Логические элементы цифровой релейной защиты

Основными компонентами логической части устройств релейной защиты являются логические элементы и элементы памяти. Логические элементы осуществляют преобразование логических сигналов, элементы памяти – запоминание информации.

Входные сигналы логических элементов обычно обозначают буквами X_1, X_2, \dots, X_n (или x_1, x_2, \dots, x_n), где n – число входов логического каскада. Выходной сигнал логических каскадов обозначают буквой Y (или y). Когда в качестве входного логического сигнала используется временной параметр, применяется обозначение t_1, t_2, \dots, t_n .

В общем случае логическая структура может иметь несколько выходов, тогда используются следующие обозначения их сигналов: Y, Z, Q, P (или y, z, q, p) и т.д.

Проектирование логических устройств и выбор оптимальных вариантов их построения производят с использованием алгебры логики, разработанной в середине XIX в. ирландским математиком Дж. Булем (поэтому алгебру логики ещё называют и алгеброй Буля). В алгебре логики используется двоичная переменная x , удовлетворяющая условиям $X=1$, если $X \neq 0$, и $X=0$, если $X \neq 1$. С такими переменными можно производить логические операции, основными из которых являются операции И, ИЛИ, НЕ (базовые логические операции).

Операция И (конъюнкции). Эту операцию называют также операцией логического умножения (рис. 3.2, а). Для двух переменных X_1 и X_2 эта операция даёт следующие результаты: $0 \cdot 0 = 0$, $0 \cdot 1 = 0$, $1 \cdot 0 = 0$, $1 \cdot 1 = 1$. В левой части этих соотношений даны значения переменных X_1 и X_2 , знаком умножения обозначена операция конъюнкции, в правой части после знака равенства дан результат операции – значение Y . Переменная Y принимает значение 1 только в том случае, когда обе переменные равны 1.

Операция ИЛИ (дизъюнкции). Эту операцию называют также операцией логического сложения (рис. 3.2, б). Для двух переменных X_1 и X_2 эта операция даёт следующие результаты: $0 + 0 = 0$, $0 + 1 = 1$, $1 + 0 = 1$, $1 + 1 = 1$. В левой части этих соотношений даны значения переменных X_1 и X_2 , знаком сложения (по аналогии с операцией суммирования в обычной алгебре) обозначена операция дизъюнкции, в правой части после знака равенства дан результат операции – значение Y . Переменная Y принимает значение 1, если хотя бы одна входная переменная имеет значение 1.

Операция НЕ (инверсии). Эту операцию называют также операцией логического отрицания (рис. 3.2, в). Выполняется эта операция над одной переменной X (под переменной X может подразумеваться сколь угодно сложное логическое выражение) и даёт следующие результаты: $\bar{0} = 1$ и $\bar{1} = 0$.

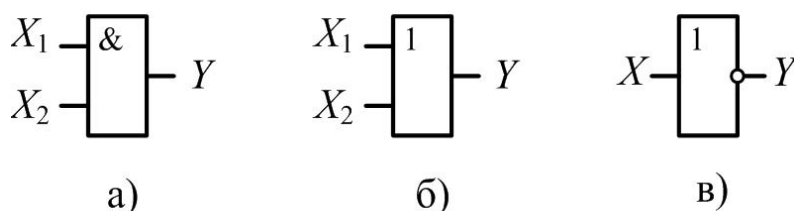


Рис. 3.2. Условные обозначения логических элементов

Система логических элементов, включающая элементы И, ИЛИ, НЕ, достаточна для построения логической части устройств релейной защиты любой сложности. Для синтеза логических структур во всех случаях необходим лишь разный количественный состав этих логических элементов, отличающихся числом входов каждого, или группы из нескольких элементов, выполняющих определённую логическую операцию, схемой соединения их между собой.

Универсальные логические элементы И-НЕ и ИЛИ-НЕ получили очень широкое распространение, поскольку позволяют выполнять разнообразные логические схемы, в том числе и триггерные, на одноконтурных элементах. На рис. 3.3 приведены схема и условное

обозначение **RS-триггера**, получившего наибольшее распространение в логических схемах релейной защиты.

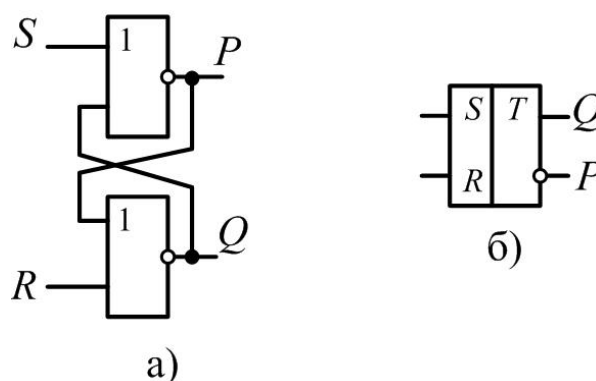


Рис. 3.3. Схема и условное обозначение RS-триггера

RS-триггеры переключаются под воздействием только управляющих импульсов. Входной (запускающий) сигнал $S=1$ (от англ. set – включить) устанавливает триггер в состояние $Q=1$ (Q – выходной сигнал), сигнал $R=1$ (от англ. reset – выключить) – в состояние $Q=0$. При анализе работы триггера для сигналов S , R , Q следует различать две совокупности значений: S_n , R_n , Q_n и S_n , R_n , Q_{n+1} . Первая соответствует состоянию триггера в момент поступления входной комбинации S_n , R_n , а вторая – состоянию триггера, полученному в результате воздействия сигналов S_n , R_n (это так называемые n -й и $n+1$ такты работы триггера), так как состояние триггера на $n+1$ такте зависит и от входных сигналов S_n , R_n , и от предыдущего состояния триггера.

Работа триггерных схем описывается посредством табл. 3.1, приведённой ниже.

При заполнении таблицы используются положения, следующие из принципа работы триггера: если $S_n=0$, $R_n=0$, то состояние триггера не изменяется: $Q_{n+1}=0$, если $Q_n=0$; $Q_{n+1}=1$, если $Q_n=1$; комбинация $S_n=1$ и $R_n=0$ вызывает переключение триггера, если $Q_n=0$, т.е. $Q_{n+1}=1$, но не изменяет его состояние, если $Q_n=1$; комбинация $S_n=0$ и $R_n=1$ вызывает переключение триггера, если $Q_n=1$, т.е. $Q_{n+1}=0$, но не изменяет состояние триггера, если $Q_n=0$. Комбинация $S_n=R_n=1$ соответствует наличию управляющих сигналов на обоих входах, поэтому состояние триггера считается неопределённым.

Работа триггерных схем

S_n	R_n	Q_n	Q_{n+1}
0	0	0	0
0	0	1	1
0	1	0	0
0	1	1	0
1	0	0	1
1	0	1	1
1	1	0	X
1	1	1	X

Кроме основных логических элементов ИЛИ, И, НЕ при построении логических схем устройств релейной защиты используются также элементы времени (рис. 3.4).

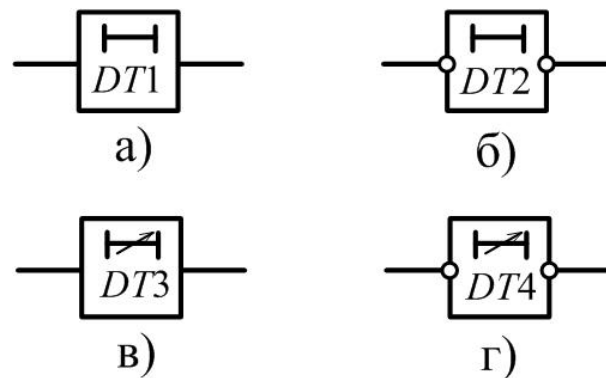


Рис. 3.4. Условные обозначения элементов времени

Условное обозначение элементов, реализующих замедление на срабатывание, показано на рис. 3.4, а и в (элемент $DT1$ с нерегулируемой выдержкой времени; элемент $DT3$ – с регулируемой выдержкой времени). При появлении сигнала на входе данных элементов, сигнал на выходе появляется через заданную выдержку времени.

Условное обозначение элементов, реализующих замедление на возврат, показано на рис. 3.4, б и г (элемент $DT2$ с нерегулируемой выдержкой времени; элемент $DT4$ – с регулируемой выдержкой времени). При пропадании сигнала на входе данных элементов, сигнал на выходе пропадает через заданную выдержку времени.

3.4. Цифровые измерительные органы релейной защиты

По аналогии с электромеханическими и электронными устройствами релейной защиты в цифровых защитах также выделяются измерительные органы. Однако, если в «классической» релейной защите под термином измерительный орган понималось отдельное реле, то в цифровой релейной защите измерительные органы являются виртуальными, так как отдельно конструктивно выделить их из общей конструктивной базы, как правило, не представляется возможным.

Под термином «цифровой измерительный орган» понимается совокупность устройств, осуществляющих преобразование аналоговых сигналов, подведенных к релейной защите, в последовательность чисел и выполняющих операции над указанными числами.

Цифровые измерительные органы строятся на основе общей конструктивной базы микропроцессорной системы и общей программы, управляющей этой системой, путем применения специально разработанных подпрограмм, реализующих заложенные в них алгоритмы [12].

Структура цифрового измерительного органа представлена на рис. 3.5.

Основным элементом цифрового измерительного органа является аналого-цифровой преобразователь, который преобразует непрерывный аналоговый сигнал в последовательность чисел, называемых отсчетами. Процедура преобразования непрерывного сигнала в дискретный называется дискретизацией сигнала. Каждое число образуется на выходе аналого-цифрового преобразователя через равные промежутки времени, называемые периодом дискретизации.

Аналоговые сигналы от измерительных трансформаторов тока и напряжения, прежде чем пройти процедуру преобразования, должны быть нормированы как по величине, так и по спектру с помощью промежуточных трансформаторов, активных и пассивных аналоговых фильтров. Нормирование связано со схемотехническими особенностями аналого-цифровых преобразователей, а также цифровых фильтров.

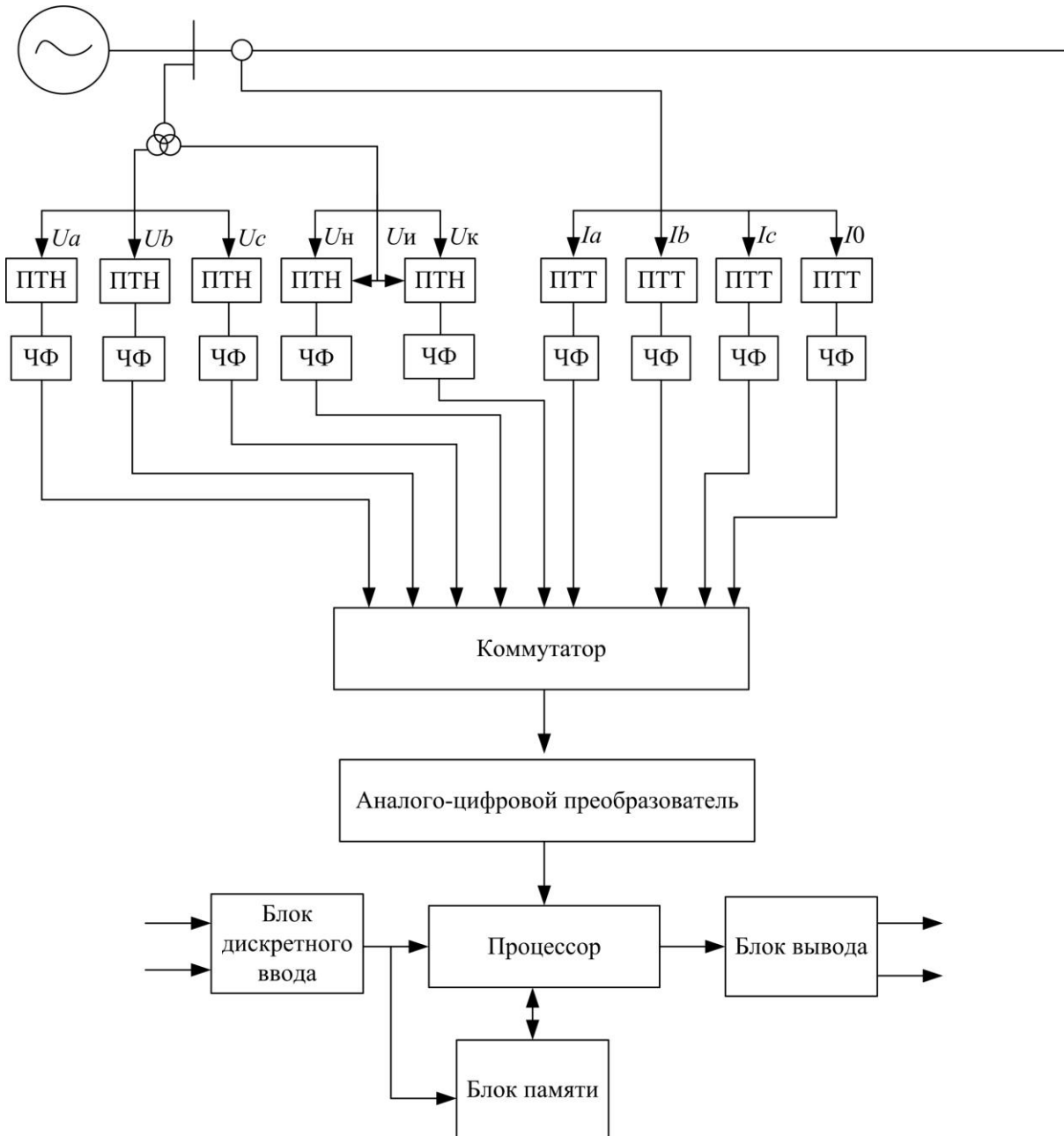


Рис. 3.5. Структура цифровых измерительных органов

Как правило, один аналого-цифровой преобразователь осуществляет поочередную выборку мгновенных значений всех аналоговых сигналов с помощью коммутатора (мультиплексора). Коммутатор – ключ, который соединяет общий выход поочередно со всеми имеющимися входами.

Последовательность отсчетов с выхода аналого-цифрового преобразователя поступает в процессор, где с учетом заранее заданного алгоритма, а также текущих условий, задаваемых с помощью устройств ввода дискретной информации, происходит их обработка и на выходе цифрового измерительного органа формируется то или иное управляющее воздействие.

Обобщенная структурная схема цифрового измерительного органа приведена на рис. 3.6 [12].



Рис. 3.6. Обобщенная структурная схема цифрового измерительного органа

Цифровой измерительный орган можно разбить на две части – линейный и нелинейный преобразователи. Линейный преобразователь преобразует входные измеряемые сигналы в последовательности цифровых сигналов. Для этого используются формирователи аналоговых сигналов (например, промежуточные трансформаторы, активные или пассивные аналоговые фильтры и аналого-цифровые преобразователи). Нелинейный преобразователь служит для обеспечения необходимого алгоритма измерения путем обработки цифровых сигналов и содержит цифровой процессор, блоки памяти, интерфейсы входа и выхода для ввода дискретной информации и вывода информации из цифрового измерительного органа [12].

Структура цифрового измерительного органа во многом условна, так как в зависимости от применяемых способов и средств обработки и ввода сигналов, методов вычислений могут иметься последовательные или параллельные каналы цифровой обработки и соответствующие коммутаторы сигналов, один или несколько взаимосвязанных микропроцессоров для обеспечения функций нескольких цифровых измерительных органов [12].

3.4.1. Аналого-цифровые преобразователи

Аналого-цифровые преобразователи характеризуются частотой дискретизации, равной обратной величине от периода дискретизации, разрядностью, т.е. количеством разрядов выходного значения аналого-цифрового преобразователя, представленного в виде двоичного числа, точностью и др.

Частота дискретизации определяется следующим образом:

$$F = \frac{1}{T},$$

где T – период дискретизации: промежуток времени между отсчетами, образующимися на выходе аналого-цифрового преобразователя.

Как правило, на практике микропроцессорные терминалы в рамках одного канала получают 20 точек на интервале 20 микросекунд. Таким образом, период дискретизации сигнала одного канала равен 1 микросекунде, соответственно частота дискретизации сигнала одного канала составляет 1 кГц. При наличии в терминале, например, 11 аналоговых сигналов аналого-цифровой преобразователь должен в течение одной микросекунды оцифровать мгновенные значения сигналов в 11 каналах. Соответственно, частота дискретизации аналого-цифрового преобразователя должна быть в 11 раз выше частоты дискретизации сигнала в одном канале. Отсюда получаем значение частоты дискретизации аналого-цифрового преобразователя, равное 11 кГц. Современные аналого-цифровые преобразователи могут работать с частотами порядка мегогерц.

Разрядность аналого-цифрового преобразователя определяет его разрешение, т.е. минимальное изменение величины аналогового сигнала, которое может быть преобразовано данным аналого-цифровым преобразователем.

Разрядность аналого-цифрового преобразователя характеризует количество дискретных значений, которые преобразователь может выдать на выходе. Например, двоичный восьми разрядный аналого-цифрового преобразователя, способен выдать 256 дискретных значений (0...255), поскольку $2^8 = 256$.

Имеется несколько источников погрешности аналого-цифрового преобразователя. Ошибки квантования и нелинейности присущи любому аналого-цифровому преобразованию. Кроме того, существуют так называемые апертурные ошибки, которые являются следствием дрожания фронта тактового генератора, они проявляются при преобразовании сигнала в целом (а не одного отсчёта).

Ошибки квантования являются следствием ограниченного разрешения аналого-цифрового преобразователя. Этот недостаток не может быть устранён ни в одном типе аналого-цифрового преобразования. Ошибки, связанные с нелинейностью являются следствием физического несовершенства аналого-цифровых преобразователей. Это приводит к

тому, что передаточная характеристика преобразователя отличается от линейной.

В идеальном случае аналого-цифровой преобразователь преобразует отсчеты через равные промежутки времени, однако, в реальности время взятия отсчета подвержено флуктуациям. Следовательно, возникает погрешности оцифровки сигнала, которая носит название апертурной погрешности.

Поскольку аналого-цифровой преобразователи не могут произвести аналого-цифровое преобразование мгновенно, входное аналоговое значение должно удерживаться постоянным по крайней мере от начала до конца процесса преобразования. Данная задача решается путём использования специальной схемы на входе аналого-цифрового преобразователя – устройства выборки-хранения (рис. 3.7).

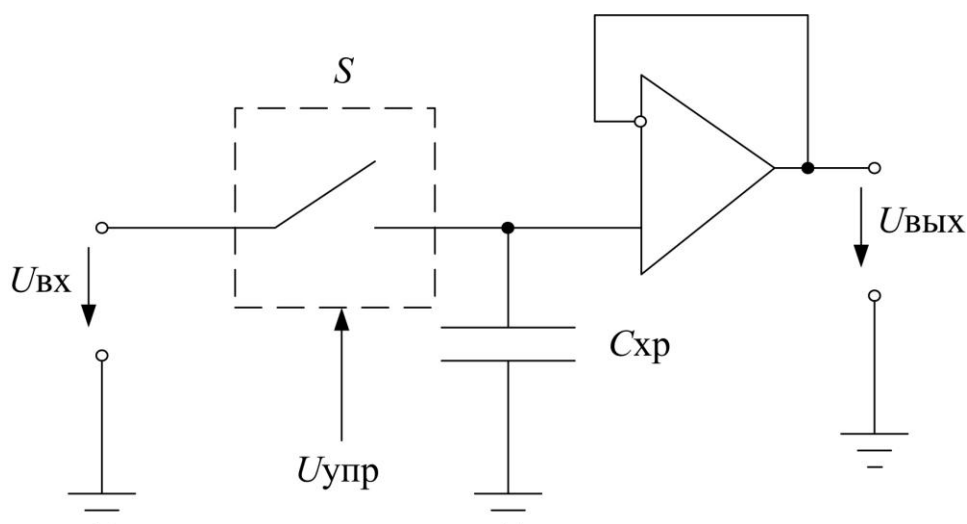


Рис. 3.7. Устройство выборки хранения сигнала

Рассмотрим подробнее устройство некоторых видов аналого-цифровых преобразователей, представленных на рис. 3.8.



Рис. 3.8. Некоторые виды аналого-цифровых преобразователей

Параллельный аналого-цифровой преобразователь.

На рис. 3.9 представлена структурная схема трёхразрядного параллельного аналого-цифрового преобразователя.

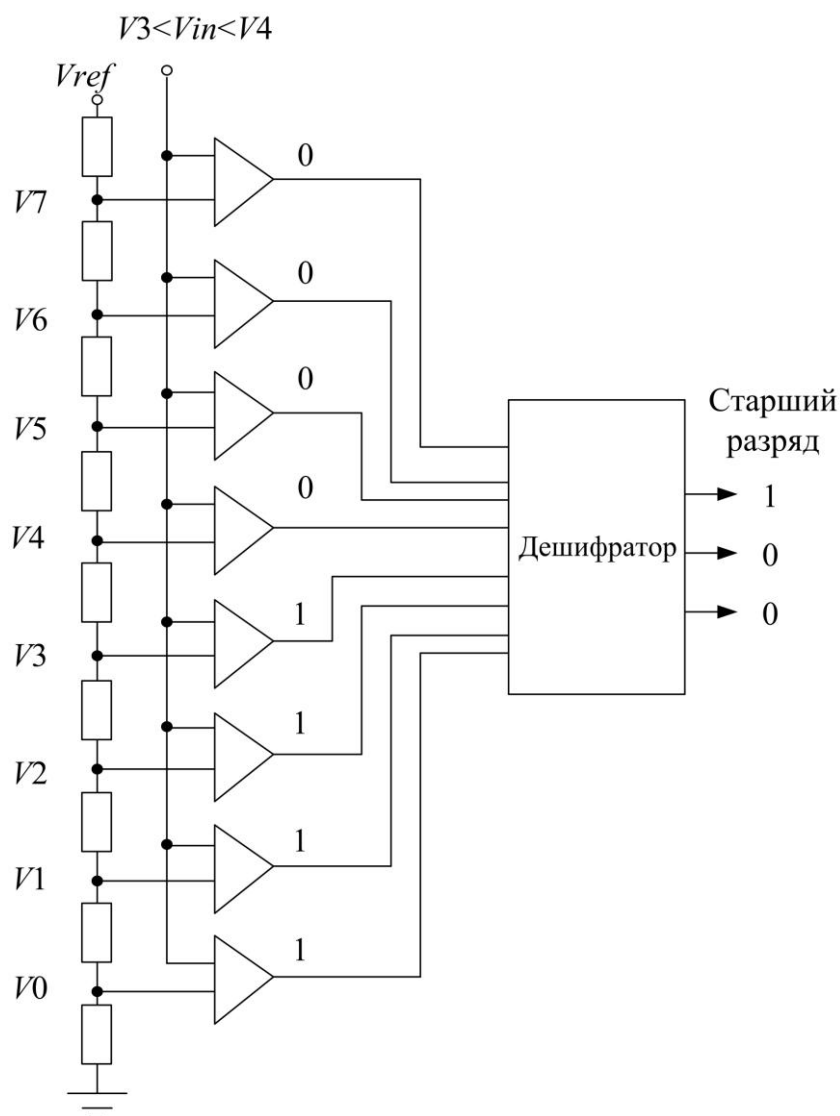


Рис. 3.9. Структурная схема трёхразрядного параллельного аналого-цифрового преобразователя

Используется массив компараторов, каждый из которых сравнивает входное напряжение с индивидуальным опорным напряжением. Такое опорное напряжение для каждого компаратора формируется на встроенном прецизионном резистивном делителе. Значения опорных напряжений начинаются со значения, равного половине младшего значащего разряда, и увеличиваются при переходе к каждому следующему компаратору с шагом, равным

$$\frac{V_{REF}}{2^n},$$

где V_{REF} – величина опорного напряжения; n – число разрядов аналого-цифрового преобразователя.

Таким образом, величина каждого уровня определяется по формуле:

$$V_n = \frac{V_{REF}}{2^3} \cdot \left(\frac{1}{2} + n\right).$$

Далее дешифратор подсчитывает количество сработавших компараторов и представляет их число в двоичном коде. В табл. 3.2 представлены значения на выходе дешифратора при различном количестве сработавших компараторов для трёхразрядного аналого-цифрового преобразователя.

Данный тип аналого-цифрового преобразователя является быстродействующим, однако из-за наличия большого числа компараторов они достаточно сложны, имеют большое энергопотребление и высокую стоимость.

Таблица 3.2

Номер комбинации	Входы								Выходы		
	V0	V1	V2	V3	V4	V5	V6	V7	2	1	0
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
4	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0
5	1	1	1	0	0	0	0	0	0	1	1
6	1	1	1	1	0	0	0	0	1	0	0
7	1	1	1	1	1	0	0	0	1	0	1
8	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1	0
9	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1

Параллельно-последовательный аналого-цифровой преобразователь. Структурная схема преобразователя представлена на рис. 3.10.

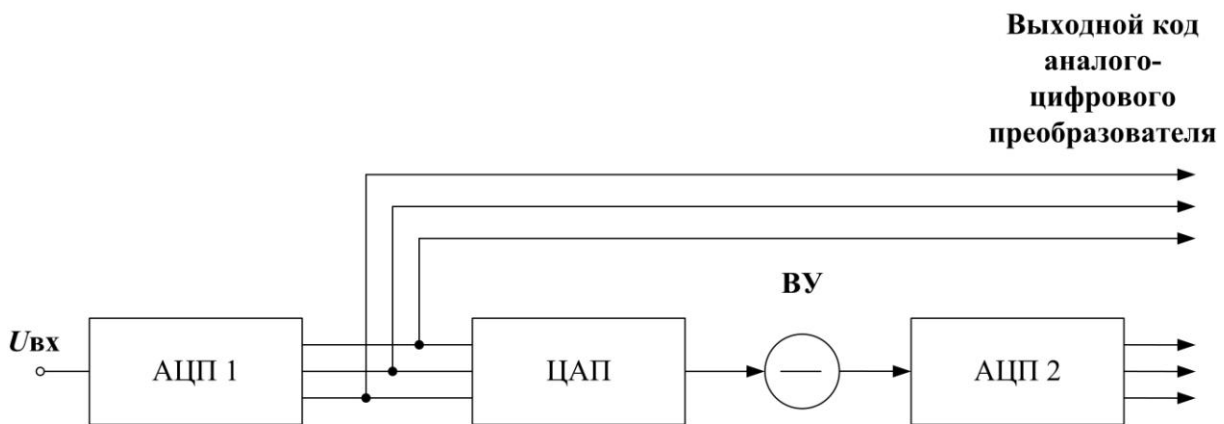


Рис. 3.10. Структурная схема параллельно-последовательного аналого-цифрового преобразователя

Параллельно-последовательный аналого-цифровой преобразователь работает в несколько тактов. В первом такте аналого-цифровой преобразователь 1 (согласно рис. 3.3.6 - АЦП1) преобразует старшие разряды входного напряжения $U_{вх}$ в цифровой код (разряды $2^3 \dots 2^5$). Во втором такте, они преобразуются с помощью ЦАП в напряжение, которое вычитается из входного сигнала в вычитающем устройстве ВУ. В третьем такте АЦП2 преобразует полученную разность в код младших разрядов входного напряжения $U_{вх}$.

Такие преобразователи характеризуются меньшим быстродействием по сравнению с параллельными, но имеют большую разрядность и меньшее число компараторов. Количество каскадов в таких АЦП может быть увеличено, поэтому они часто называются конвейерными (многоступенчатыми).

Аналого-цифровой преобразователь последовательного приближения

Структурная схема преобразователя представлена на рис. 3.11.

В основе аналого-цифрового преобразователя данного типа лежит специальный регистр последовательного приближения. В начале цикла преобразования все выходы этого регистра устанавливаются в логический 0, за исключением первого (старшего) разряда. Это формирует на выходе внутреннего цифро-аналогового преобразователя сигнал, значение которого равно половине входного диапазона аналого-цифрового преобразователя.

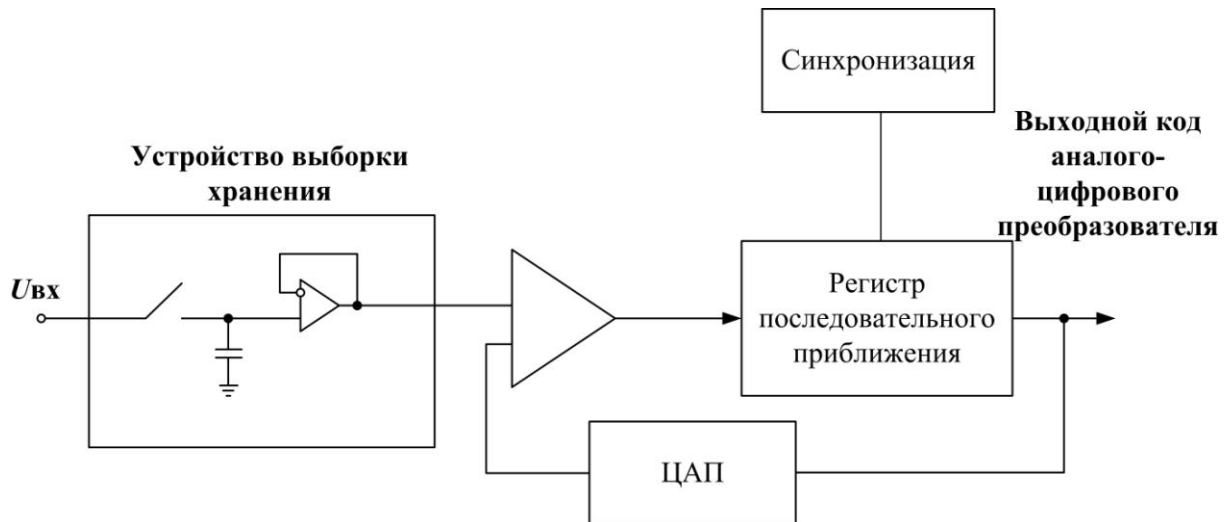


Рис. 3.11. Структурная схема аналого-цифрового преобразователя последовательного приближения.

А выход компаратора переключается в состояние, определяющее разницу между сигналом на выходе цифро-аналоговым преобразователем и измеряемым входным напряжением. Если входное напряжение меньше опорного уровня (сигнала с выхода цифро-аналогового преобразователя), то старший разряд аналого-цифрового преобразователя становится равным нулю, а следующий за ним разряд становится равным единице. Далее снова происходит сравнение измеряемого сигнала с новым опорным напряжением. Процесс сравнения и изменения опорного напряжения повторяется до тех пор, пока не будут сформированы все разряды аналого-цифрового преобразователя.

На рис. 3.12 представлен пример преобразования сигнала с помощью восьмиразрядного аналого-цифрового преобразователя последовательного приближения.

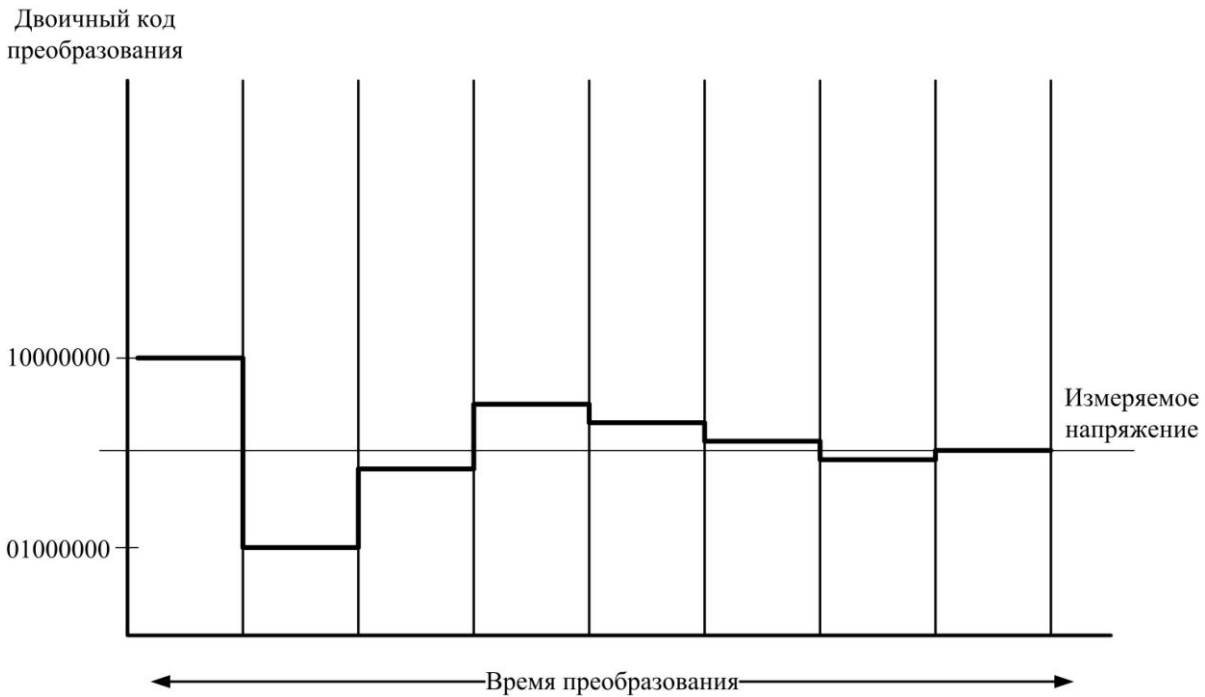


Рис. 3.12. Пример преобразования аналогового сигнала восьмиразрядным аналого-цифровым преобразователем последовательного приближения

Аналого-цифровые преобразователи последовательного приближения считаются медленными, однако в настоящее время выпускаются преобразователи с частотой дискретизации 500 кГц (*AD7676*), 1 МГц (*AD7655*), 5 МГц (*AD7960*), что вполне достаточно для оцифровки сигналов одиннадцати каналов с интервалом между отсчетами в 1 миллисекунду.

3.4.2. Алгоритмы цифрового преобразования сигналов релейной защиты

Цифровая обработка сигналов, базируясь на математике семнадцатого и восемнадцатого столетий, в настоящее время стала важным инструментом во многих областях науки и техники. Методы и применения цифровой обработки стары, как методы Ньютона и Гаусса, и молоды, как цифровые ЭВМ и интегральные схемы [14].

Непрерывный аналоговый сигнал можно представить с помощью аналого-цифрового преобразователя в виде последовательности чисел, которые образуются в определенные, равноудаленные (дискретные) моменты времени. Последовательности чисел, у которых дискретны и время, и амплитуда, называются дискретными сигналами.

Чтобы облегчить извлечение информации, сигналы должны подвергаться обработке. Поэтому весьма важно развитие техники, а также самих систем обработки сигналов. Техника обработки сигналов заключается в преобразовании сигнала в другой сигнал, являющийся более предпочтительным [14]. Например, простейшей обработкой дискретного сигнала является нахождение его среднего значения за время, равное периоду сигнала (3.1).

$$S_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=0}^N x_i}{N}, \quad (3.1)$$

где N – это количество точек дискретного сигнала, укладываемое во время, равное периоду сигнала; x_i – отсчеты (мгновенные значения) дискретного сигнала.

Другим способом обработки дискретного сигнала является нахождение его производной, путем вычитания значений двух соседних отсчетов (3.2).

$$F'_i = x_{i+1} - x_i, \quad (3.2)$$

где x_i – i -й отсчет дискретного сигнала, x_{i+1} – $(i+1)$ -й отсчет дискретного сигнала.

На рис. 3.13 представлен исходный сигнал, описываемый следующим выражением:

$$F(i) = \sin(0,314 \cdot i).$$

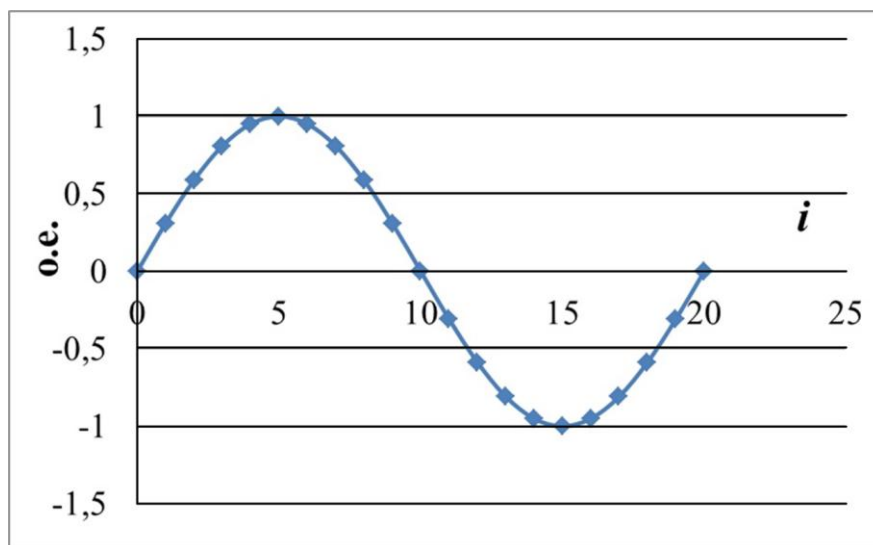


Рис. 3.13. Период дискретного сигнала синусоидальной формы

Дифференцированный сигнал, полученный по формуле 3.2, представлен на рис. 3.14, из которого видно, что в результате дифференцирования исходный дискретный сигнал приобрел форму косинусоидального сигнала. Так и есть, производная от синуса есть косинус.

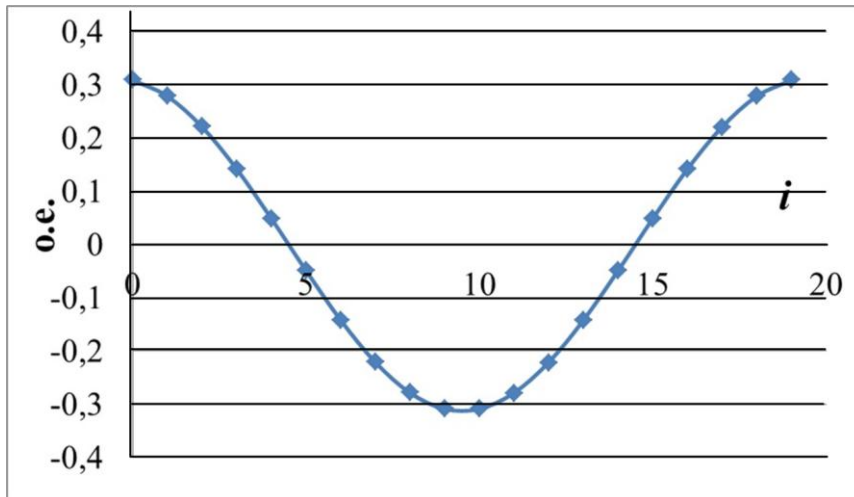


Рис. 3.14. Дифференцированный дискретный сигнал

Одним из сложных, но в то же время распространенных методов обработки сигналов, является **дискретное преобразование Фурье**. Указанное преобразование предназначено для разложения дискретного сигнала на более простые сигналы, состоящие из одной частоты, т.е. для анализа спектра сигнала. На выходе дискретного преобразования Фурье получается комплексное число, описывающее вектор сигнала соответствующей частоты и начальной фазы.

Прямое дискретное преобразование Фурье описывается формулой:

$$Xk = \frac{2}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n \left(\cos\left(\frac{2\pi kn}{N}\right) + j \sin\left(\frac{2\pi kn}{N}\right) \right), \quad (3.3)$$

где Xk – комплексное число, описывающее вектор простейшего сигнала; k – номер частоты; N – количество точек, измеренных за время, равное периоду сигнала.

Так, например, в отечественной электрической сети используется частота тока и напряжения в 50 Гц. Данную частоту принимают за основную и называют основной гармоникой или частотой с первым индексом. Частоты (гармоники) сигналов с номерами выше первого, появляющиеся на выходе дискретного преобразования Фурье, кратны

основной гармонике. Например, электродвижущая сила генератора всегда содержит составляющую третьей гармоники, т.е. вместе с синусоидой основной частоты в ней содержится синусоида частоты 150 Гц. Выделяя ту или иную гармонику с помощью дискретного преобразования Фурье в токе и напряжении, контролируя изменение ее параметров, выполняют селективную защиту электроэнергетического оборудования. Примером такой защиты является защита от замыканий на землю статора генератора.

Вычисление векторов на основе мгновенных значений величин и их производных. В основу рассматриваемых алгоритмов положена возможность определения амплитуды U и фазы φ вектора, соответствующего синусоидальному сигналу $u(t)=U\sin(\omega_0 t+\varphi)$ известной частоты ω_0 по известному в произвольный момент времени t мгновенному значению сигнала $u(t)$ и его производных $u'(t)$ и $u''(t)$.

Решая совместно уравнения для $u(t)$ и $u'(t)=\omega_0 U\cos(\omega_0 t+\varphi)$, содержащих два неизвестных U и φ , получим для любого момента:

$$\left. \begin{aligned} U &= \sqrt{u^2(t) + \left[\frac{u'(t)}{\omega_0} \right]^2}; \\ \omega_0 \cdot t + \varphi &= \arctg \frac{\omega_0 \cdot u(t)}{u'(t)}. \end{aligned} \right\}$$

Решая данную систему уравнений, получим значения U (рис. 3.15) и φ , соответствующие вращающемуся с угловой частотой ω_0 вектору, имеющему амплитуду U и начальный угол φ с вещественной частью $u'(t)/\omega_0$ и мнимой частью $u(t)$, который можно представить в виде:

$$U(t) = Ue^{j\varphi} e^{j\omega_0 t} = Ue^{j\omega_0 t} = \frac{u'(t)}{\omega_0} + ju(t).$$

На основе полученного выражения возможно получения ряда алгоритмов, определяющих ток I или напряжение U на основе двух и более выборок дискретизированных сигналов $i(t)$, $u(t)$ [12]. Данный класс алгоритмов относится к быстродействующим (теоретически результат может быть получен за время периода дискретизации между двумя выборками). Однако, при отличии сигналов от синусоидальных эти алгоритмы имеют низкую точность. Поэтому при их практическом применении целесообразна предварительная цифровая фильтрация сигналов.

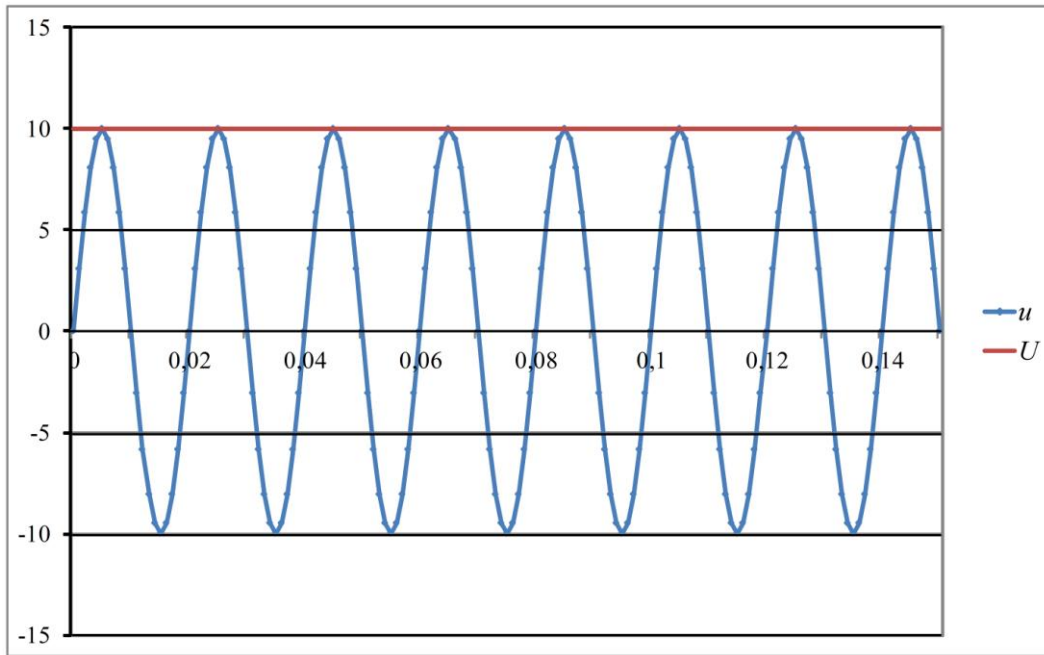


Рис. 3.15. Мгновенные значения (u) и амплитуда (U) входного синусоидального сигнала

Алгоритмы на основе дифференциального уравнения электрической цепи. Для любой электрической цепи, состоящей из активного сопротивления и индуктивности, в общем случае для любого момента времени справедливо дифференциальное уравнение:

$$u = R \cdot i + \frac{X}{\omega_0} \cdot i',$$

где u , i – мгновенные значения тока и напряжения; R – активное сопротивление электрической цепи; X/ω_0 – индуктивность электрической цепи; i' – производная тока.

Если u_1 , i_1 , i_1' и u_2 , i_2 , i_2' – значения величин на входе цифрового измерительного органа соответственно в любые два момента времени, то, решив на основе дифференциального уравнения систему двух уравнений, получим составляющие сопротивления $Z=R+jX$ на входе цифрового измерительного органа:

$$R = \frac{u_1 \cdot i_2' + u_2 \cdot i_1'}{i_1 \cdot i_2' - i_2 \cdot i_1'}, \quad \frac{X}{\omega_0} = \frac{i_1 \cdot u_2 - i_2 \cdot u_1}{i_1 \cdot i_2' - i_2 \cdot i_1'}.$$

Полученные выражения широко используются в микропроцессорных дистанционных защитах для вычисления активного R и индуктивного сопротивлений X электрической цепи [12]. Достоинством данного алгоритма является независимость результатов от формы сигнала, в том числе от апериодической составляющей в токе и напряжении, возникающих при КЗ, недостатками – малая точность вследствие использования только двух выборок сигнала, неправильное измерение при наличии электрической дуги в месте повреждения, подверженность влиянию помех. Поэтому при их практическом применении также целесообразна предварительная цифровая фильтрация сигналов u и i .

3.4.3. Программные фильтры симметричных составляющих

Используя соотношения для симметричных составляющих, представленные в п. 1.2 и учитывая, что умножение вектора на оператор a означает его поворот против часовой стрелки на 120° , а умножение на a^2 – поворот на 240° , легко получить дискретизированные синусоидальные величины $u_{1A}(nT_D)$, $u_{2A}(nT_D)$, $u_0(nT_D)$, определяющие симметричные составляющие прямой, обратной и нулевой последовательностей:

$$\left. \begin{aligned} u_{1A}(nT_D) &= \frac{1}{3} (u_A(nT_D) + u_B[(n-2l)T_D] + u_C[(n-l)T_D]) \\ u_{2A}(nT_D) &= \frac{1}{3} (u_A(nT_D) + u_B[(n-l)T_D] + u_C[(n-2l)T_D]) \\ u_0(nT_D) &= \frac{1}{3} (u_A(nT_D) + u_B(nT_D) + u_C(nT_D)) \end{aligned} \right\}$$

где $l=N/3$ – некоторое целое число, связанное с углом поворота λ вектора и с количеством точек N дискретного сигнала за период следующим соотношением:

$$l = \frac{\lambda N}{360^\circ}.$$

Структура программного фильтра напряжения обратной последовательности, основывающегося на приведённых выше соотношениях приведена на рис. 3.16. Здесь блоки $Z^{N/3}$ и $Z^{2N/3}$ осуществляют необходимые сдвиги последовательностей, соответствующие повороту векторов на 120° и 240° . В результате на выходе сумматора формируется сигнал $3u_2(nT_D)$, который преобразуется выходным блоком,

реализующим любой из алгоритмов измерения синусоидальных величин (двух выборок, Фурье и т.п.). На выходе фильтра напряжения обратной последовательности формируются ортогональные составляющие U_{2x} и U_{2y} вектора напряжения обратной последовательности U_2 .

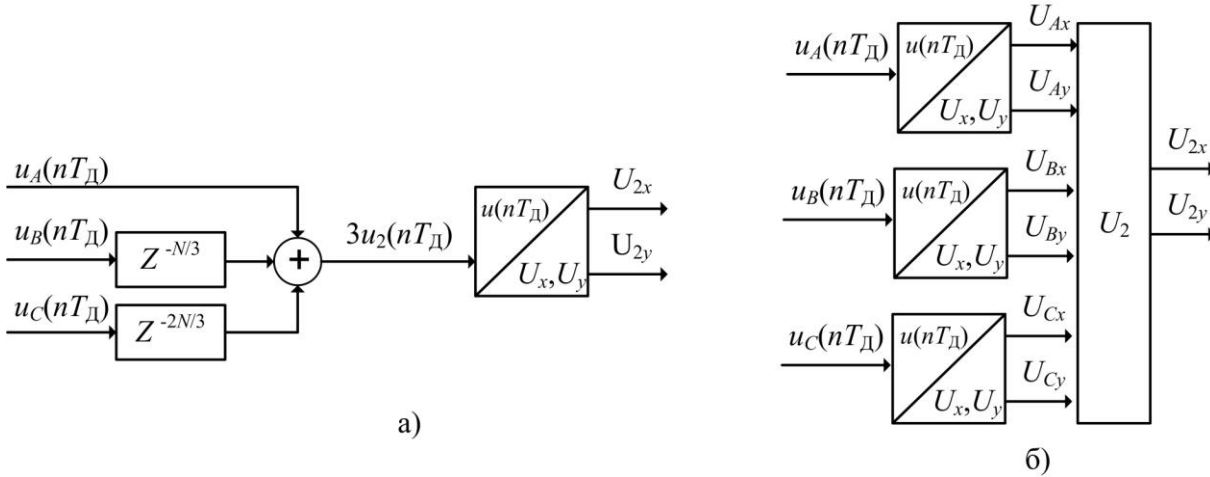


Рис. 3.16. Структуры программных фильтров симметричных составляющих: а – с элементами памяти; б – на основе арифметических операций

Структура фильтра симметричных составляющих с элементами памяти не всегда обеспечивает требуемое быстродействие. Это обусловлено тем, что имеется инерционность фильтра из-за задержек на время $NT_d/3$ и $2NT_d/3$ блоками памяти. Дополнительная задержка на время NT_d вносится при использовании алгоритма Фурье, поскольку в процессе цифровых преобразований при вычислении параметров вектора он использует все выборки одного периода [15].

Существенно большее быстродействие можно получить, построив фильтр симметричных составляющих по структуре, показанной на рис. 3.16, б. В этой структуре три одинаковых «входных» блока выделяют ортогональные составляющие векторов, соответствующих фазным величинам $u_A(nT_d)$, $u_B(nT_d)$, $u_C(nT_d)$. «Выходной» блок вычисляет искомые симметричные составляющие, выполняя только арифметические операции с составляющими отдельных векторов, в том числе и операции сдвига векторов по фазе, но без элементов памяти, вносящих запаздывание на несколько циклов дискретизации величин [15].

В частности, для фильтра напряжения обратной последовательности выходной сигнал может быть сформирован на основе формул, полученных после преобразования известного соотношения для симметричных составляющих:

$$\underline{U}_2 = \frac{1}{3}(\underline{U}_A + a^2 \underline{U}_B + a \underline{U}_C) =$$

$$= \frac{1}{3} \left[U_{Ax} + jU_{Ay} - (0,5 + j\frac{\sqrt{3}}{2})(U_{Bx} + jU_{By}) + (-0,5 + j\frac{\sqrt{3}}{2})(U_{Cx} + jU_{Cy}) \right] = U_{2x} + jU_{2y},$$

где ортогональные составляющие вектора напряжения обратной последовательности равны:

$$U_{2x} = \frac{1}{3}(U_{Ax} - 0,5U_{Bx} + \frac{\sqrt{3}}{2}U_{By} - 0,5U_{Cx} - \frac{\sqrt{3}}{2}U_{Cy});$$

$$U_{2y} = \frac{1}{3}(U_{Ay} - 0,5U_{By} - \frac{\sqrt{3}}{2}U_{Bx} - 0,5U_{Cy} + \frac{\sqrt{3}}{2}U_{Cx}).$$

В основу функционирования трёх «входных» блоков преобразования величин могут быть положены любой из алгоритмов измерения векторов. Благодаря цифровым преобразованиям, выполняемым в «выходном» блоке согласно приведённым выше выражениям, структура цифрового фильтра симметричных составляющих со сдвигами по фазе векторов на основе арифметических операций (рис. 3.16, б), даёт лучшее быстродействие, чем структура с элементами памяти (рис. 3.16, а). Например, при использовании алгоритма двух выборок симметричные составляющие вычисляются по двум соседним выборкам, т.е. за время T_d , а «выходной» блок, осуществляющий только арифметические операции, не вносит дополнительного запаздывания [15].

3.5. Контроль за исправностью цифровых защит

Одной из особенностей цифровых устройств релейной защиты является относительная простота организации контроля исправности аппаратной части и программного обеспечения. Этому благоприятствует циклический режим работы микропроцессора по заложенной в устройстве программе. Отдельные фрагменты этой программы выполняют самотестирование устройства релейной защиты. Имеется целый набор типовых решений в части тестирования. В цифровых защитах при самоконтроле часто используются следующие приемы.

Неисправность тракта аналого-цифрового преобразования с большой глубиной охвата входящих в него узлов обнаруживается путем периодического считывания опорного (неизменного по времени) напряжения. Если микропроцессор обнаруживает расхождение между

последним и ранее полученным результатом, то он формирует сигналы неисправности [13].

Исправность оперативного запоминающего устройства проверяют, записывая в ячейки заранее известные числа и сравнивая результаты, получаемые при последующем считывании. Рабочая программа, хранимая в **постоянном запоминающем устройстве**, периодически рассматривается микропроцессором как набор числовых кодов. Микропроцессор выполняет их формальное суммирование, а результат сравнивает с контрольной суммой, хранимой в заранее известной ячейке [13].

Целостность обмоток выходных реле проверяется при кратковременной подаче на них напряжения и контроле обтекания их током [13].

Периодически выполняется **самотестирование микропроцессора**, измеряются параметры блока питания и других важнейших узлов устройства. На случай выхода из строя самого микропроцессора, осуществляющего самоконтроль, в цифровых устройствах предусматривается специальный сторожевой таймер *watch dog*. Это несложный, а, следовательно, очень надежный узел. В нормальном режиме микропроцессор посылает в этот узел импульсы с заданным периодом следования. С приходом очередного импульса сторожевой таймер начинает отсчет времени. Если за отведенное время от микропроцессора не придет очередной импульс, который сбрасывает таймер в исходное состояние, то таймер воздействует на вход возврата микропроцессора в исходное состояние. Это вызывает перезапуск управляющей программы. При неисправности микропроцессор «зависает», устойчиво формируя «0» или «1». Это обнаруживает сторожевой таймер и формирует сигнал тревоги. При необходимости блокируются наиболее ответственные узлы устройства релейной защиты [13].

Надежность функционирования любого устройства следует рассматривать в двух аспектах: надежность самого устройства и надежность функционирования всей системы, в состав которой входит данное устройство. Надежность аппаратной части какого-либо устройства в первую очередь определяется количеством затраченных на его изготовление комплектующих изделий и их качеством. Для примера предположим, что два устройства с одними и теми же функциями выполняются, соответственно, на аналоговом и цифровом принципах из комплектующих (резисторов, конденсаторов, диодов и т.п.) с близкими показателями по надежности.

Очевидно, что более надежным окажется устройство, выполненное с использованием меньшего числа элементов. У аналоговых устройств объем аппаратной части V растет пропорционально с увеличением числа реализуемых функций и их сложности C , а у цифровых устройств объем аппаратной части остается практически неизменным при вариациях сложности алгоритма и достаточно широких пределах [13].

Например, в микропроцессорном терминале БЭ2704 011 фирмы ООО «НПП ЭКРА» (г. Чебоксары), предназначенном для резервной защиты линий электропередачи напряжением 110-220 кВ количество комплектующих меньше, чем только в одной микроэлектронной панели резервных защит типа ШДЭ-2801. При этом по своим функциональным возможностям БЭ2704 011 эквивалентен нескольким панелям, так как реализует одновременно функции резервных защит линии электропередачи, устройства резервирования отказа выключателя, автоматического повторного включения, определения места повреждения, регистрации аварийных событий.

С другой стороны, для цифровых устройств характерен непрерывный автоматический контроль аппаратной части и программного обеспечения. Самоконтроль существенно повышает надежность цифровой защиты как системы, благодаря своевременному оповещению персонала о случаях отказа аппаратной части. Это позволяет незамедлительно принимать меры по восстановлению работоспособности системы цифровой защиты.

В аналоговых системах релейной защиты, как правило, предусматривается лишь периодический тестовый контроль работоспособности аппаратной части, причем с участием человека. При периодическом контроле возможна эксплуатация неисправной системы релейной защиты в течение достаточно длительного времени - до момента очередной плановой проверки. Таким образом, можно говорить о более высокой надежности функционирования микропроцессорных устройств релейной защиты [13].

3.6. Программируемая логика

Логическая часть цифровой релейной защиты является достаточно сложной структурой, объединяющей различные измерительные функции и входные сообщения и формирующей различного вида выходные сигналы.

С учётом особенностей выполнения логической структуры цифровой релейной защиты, терминалы РЗА делятся на два класса: с жесткой логикой и свободно программируемые.

Устройства РЗА российских производителей, как правило, выполняют свои терминалы с жестко прошитой логикой ввиду сложившейся идеологии построения систем РЗА в СССР, где всегда большое внимание уделялось типизации технических решений по релейной защите и противоаварийной автоматике. Типовые решения для массового применения были разработаны ведущими специалистами проектных институтов, ими пользовались все проектные институты и заводы-изготовители электротехнического оборудования. Любые изменения в этих решениях допускались только после тщательной их отработки специалистами и оформлялись в виде противоаварийных или эксплуатационных циркуляров.

Следует отметить, что определенная доля свободной логики есть и в терминалах с жесткой логикой. Например, у терминалов РЗА производства ООО «НПП ЭКРА», это, как правило, дополнительные функции, которые можно задействовать при необходимости (дополнительный контроль от реле мощности, выбор типа блокировки при качаниях, ускорения при включении выключателя и т.д.).

Свободно программируемая логика, как правило, характерна для устройств РЗА зарубежных производителей. Данные устройства дают возможность пользователю самому построить в определенном объеме дополнительные функциональные и логические структуры. С помощью специальных программных средств, входящих в общую обслуживающую программу, пользователь имеет возможность, используя графический интерфейс, построить дополнительные функции цифровой релейной защиты.

В качестве информационной базы свободно программируемой логики могут быть использованы [12]:

- сигналы, непосредственно подводимые к дискретным входам цифровой релейной защиты;
- сообщения, генерируемые отдельными функциями цифровой релейной защиты;
- выходные сообщения;
- измеряемые цифровой релейной защитой входные сигналы переменного тока.

Библиотека свободно программируемой логики может содержать значительное количество различного типа элементов, позволяющих получить логические и измерительные функции [12]. К этим элементам относятся:

- триггеры;

- различные логические функции (И, ИЛИ, НЕ, ИЛИ-НЕ и т.п.);
- другие команды булевой логики;
- фиксаторы верхнего и нижнего пределов измеряемой входной величины;
- фиксаторы нулевого значения величины;
- компараторы;
- формирователи абсолютного значения величины;
- элементы выдержки времени с различными свойствами, например, расширители импульсов и т.п.;
- счетчики импульсов;
- элементы обратной связи;
- элементы арифметических действий;
- вспомогательные элементы для объединения отдельных блоков и графического построения схемы.

Для построения дополнительной функционально-логической схемы используется обычно только графический редактор и не требуется специального программирования. В рамках программы построения функционально-логической схемы пользователем выбираются необходимые элементы и формируются связи между ними, выбираются необходимые входные сигналы, принимаются обозначения элементов и определяются выходные сообщения. Одновременно может быть создано несколько законченных функционально-логических схем, которые запоминаются в цифровой релейной защите и вызываются при необходимости. Выходные сигналы созданных схем могут использоваться как сообщения и для программирования выходных реле цифровой релейной защиты [12].

Опыт эксплуатации терминалов РЗА со свободно программируемой логикой показал, что в таких устройствах закладывается неоправданная техническая и информационная избыточность. Например, для простейшего устройства защиты присоединения 6 кВ требуется вводить около 500 параметров (уставок), не считая внесения неизбежных изменений в матрицу сигналов, а у каждого из сигналов есть «свойства», влияющие на работу устройства [16].

Учитывая необходимость составления заданий на наладку и протоколов проверки терминалов, где должны указываться все параметры настройки, объем документации становится неподъемным. Большой объем вводимой информации усложняет настройку. Информационная избыточность повышает вероятность ошибок, связанных с человеческим

фактором. Техническая избыточность требует для работы с терминалом специалистов высокой квалификации [16].

Поэтому, на наш взгляд, с целью уменьшения доли влияния «человеческого фактора» на надёжность функционирования устройств РЗА, целесообразно существенное ограничение возможностей использования свободно-программируемой логики в цифровой РЗА.

Контрольные вопросы

1. Назовите основные элементы цифровой релейной защиты.
2. Назначение входных преобразователей аналоговых сигналов.
3. Назначение выходных релейных преобразователей.
4. Назовите основные компоненты логической части устройств релейной защиты.
5. Дайте определение цифровому измерительному органу.
6. Назначение устройства выборки хранения сигнала.
7. Приведите примеры алгоритмов цифровой обработки сигналов.
8. Принцип определения терминалом целостности обмоток выходных реле.
9. Дайте определение термину «гибкая логика».

4. МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ АВТОМАТИКА УПРАВЛЕНИЯ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕМ

4.1. Основные понятия

Основными функциями автоматики управления выключателем (АУВ) являются формирование команд на включение и на отключение выключателя. Традиционно электромеханические АУВ выполнялись в виде отдельных панелей, на которых также располагались схемы, реализующие функции контроля цепей катушек включения и отключения выключателя, контроль состояния привода (давление воздуха, положение пружин), АПВ, защиты от непереключения фаз (ЗНФ) и т.д.

Современные микропроцессорные устройства РЗА, устанавливаемые на энергообъектах, интегрируют множество функций, которые ранее выполнялись отдельными панелями и устройствами. Такой подход позволяет повысить эффективность функционирования системы РЗА и облегчить её обслуживание. Основные функции, реализуемые в современных микропроцессорных АУВ:

- 1) оперативное управление выключателем от ключа управления;
- 2) отключение выключателя от защит;
- 3) защита электромагнитов управления выключателя от длительного протекания тока;
- 4) защиты от непереключения фаз (ЗНФ) и от неполнофазного режима (ЗНФР) для выключателей с пофазным управлением;
- 5) контроль состояния выключателя;
- 6) автоматическое повторное включение (АПВ) присоединения и (или) шин с контролем или без контроля синхронизма;
- 7) резервирование отказа выключателя (функция УРОВ).

Некоторые производители устройств РЗА помимо перечисленных функций реализуют в АУВ также функции диагностики состояния выключателя и цепей его управления:

- оценка коммутационного и механического ресурсов выключателя;
- диагностика затягивания отключения и включения выключателя;
- контроль целостности цепей управления выключателем.

При проектировании АУВ для схем распределительных устройств с одним выключателем на присоединение (энергообъекты напряжением 110–220 кВ) с использованием микропроцессорных терминалов релейной защиты наблюдается тенденция, когда все функции АУВ реализованы в микропроцессорных терминалах релейной защиты присоединений

(например, терминалы БЭ2704 011, БЭ2704 012 НПП «ЭКРА», включающие функции АУВ и резервных защит линий электропередачи) [17].

Для схем распределительных устройств с двумя и более выключателями на присоединение (энергообъекты напряжением 220 кВ и выше), устанавливается отдельный терминал, реализующий функции АУВ для каждого выключателя (например, терминал БЭ2704 019 НПП «ЭКРА») [18].

4.2. Цепи управления выключателя

Схема управления выключателем принимает сигналы на включение и на отключение выключателя от устройств РЗА и от ключей местного управления.

Типичная схема организации цепей управления современных выключателей с двумя электромагнитами отключения (ЭМО1 и ЭМО2) и одним электромагнитом включения (ЭМВ) представлена на рис. 4.1.

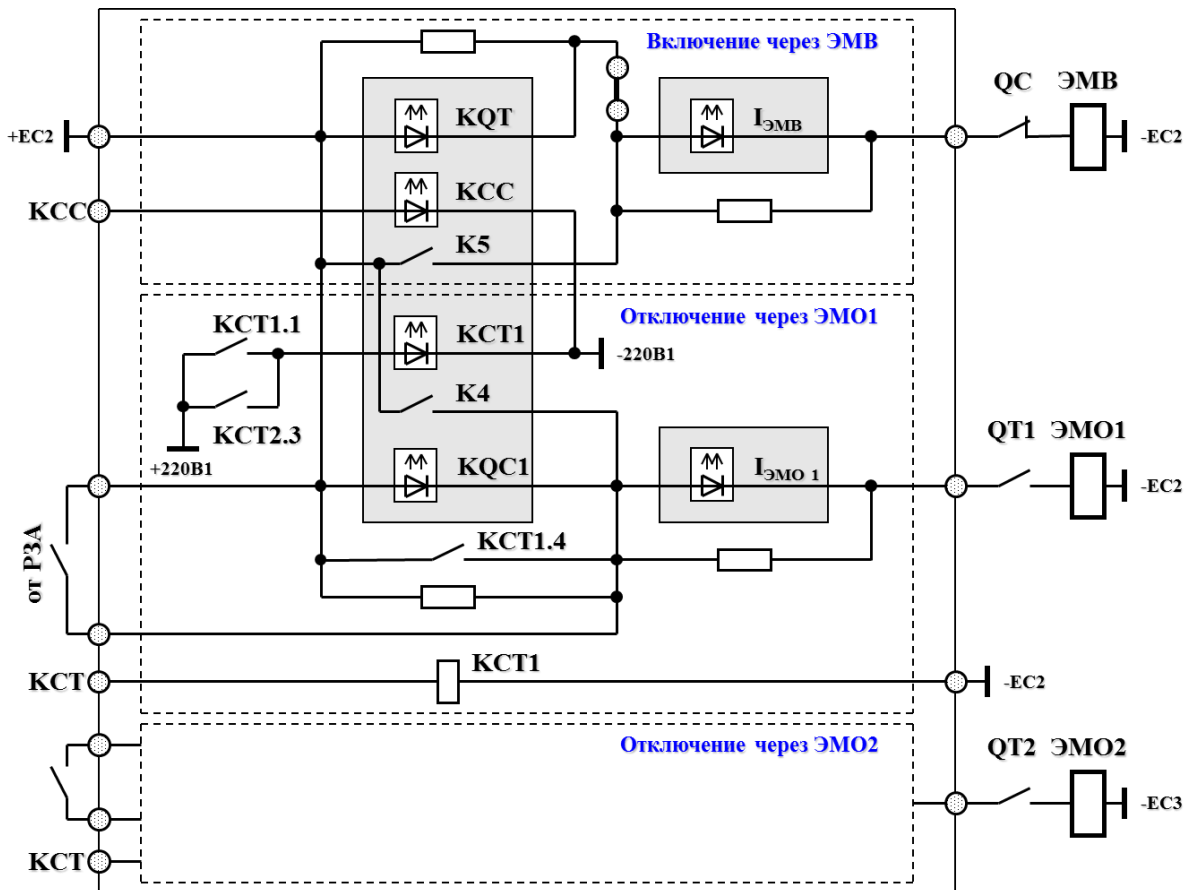


Рис. 4.1. Схема организации цепей управления выключателя

Обозначения, принятые на схеме, имеют следующее значение:

$QC, QT1, QT2$ – блок-контакты выключателя; KCC – реле команды «включить» (РКВ) – фиксирует сигнал на включение выключателя от

ключа местного управления; KCT – реле команды «отключить» (РКО) – фиксирует сигнал на отключение выключателя от ключа местного управления; KQC – реле положения «включено» (РПВ) – фиксирует включённое положение выключателя; KQT – реле положения «отключено» (РПО) – фиксирует отключённое положение выключателя.

4.2.1. Узел включения выключателя

При отключённом положении выключателя, блок-контакт QC замкнут (цепь на включение выключателя собрана, при этом $KQT=1$); блок-контакты $QT1$ и $QT2$ разомкнуты (цепь на отключение выключателя разобрана, при этом $KQC=0$). Сигнал на включение выключателя может быть сформирован:

- от команды на включение выключателя (KCC);
- с выхода схемы АПВ;
- от внешнего дискретного сигнала (при установке соответствующей конфигурации терминала РЗА).

Выход узла включения в функциональной схеме АУВ сконфигурирован на выходное реле $K5$ (на схеме рис. 4.1), замыкание контакта которого приводит:

- к шунтированию цепи KQT , в результате чего сигнал KQT становится равным «0»;
- к протеканию тока через ЭМВ.

Узел включения удерживается в сработавшем состоянии сигналом от датчика тока электромагнита включения $I_{ЭМВ}$, в течение всего времени пока ЭМВ обтекается током. После включения выключателя, блок-контакт QC размыкается, а блок-контакты $QT1$ и $QT2$ замыкаются, в результате чего сигнал KQC становится равным «1».

4.2.2. Узел отключения выключателя

При включённом положении выключателя, блок-контакт QC разомкнут (цепь на включение выключателя разобрана, при этом $KQT=0$); блок-контакты $QT1$ и $QT2$ замкнуты (цепь на отключение выключателя собрана, при этом $KQC=1$). Сигнал на отключение выключателя может быть сформирован:

- от команды на отключение выключателя (KCT);
- от устройств РЗА;
- с выхода схемы УРОВ (при действии на «себя»);

- с выхода схемы ЗНФ (для выключателей с пофазным управлением);
- при приеме сигнала «Низкое давление элегаза в ТТ» (при установке соответствующей программной накладки);
- от внешнего дискретного сигнала (при установке соответствующей конфигурации терминала РЗА).

Выход узла отключения в функциональной схеме АУВ сконфигурирован на выходное реле $K4$ (для отключения через ЭМО1, рис. 4.1) и $K13$ (для отключения через ЭМО2, на схеме не показан), замыкание контактов которых приводит:

- к шунтированию цепи KQC , в результате чего сигнал KQC становится равным «0»;
- к протеканию тока через ЭМО1 и ЭМО2.

Узел отключения удерживается в сработавшем состоянии сигналом от датчика тока электромагнита отключения $I_{ЭМО1}$ ($I_{ЭМО2}$), в течение всего времени пока ЭМО1 (ЭМО2) обтекается током. После отключения выключателя, блок-контакты $QT1$ и $QT2$ размыкаются, а блок-контакт QC замыкается, в результате чего сигнал KQT становится равным «1».

4.3. Функции диагностики высоковольтных выключателей

В микропроцессорных терминалах релейной защиты и автоматики непрерывно осуществляется измерение параметров сети, автоматическая регистрация и осциллографирование аварийных событий. Всё это создаёт предпосылки использования возможностей современных устройств РЗА для диагностики состояния электрооборудования, в частности, высоковольтных выключателей и их цепей управления. Рассмотрим основные диагностические функции, применяемые в микропроцессорных АУВ.

4.3.1. Контроль цепей управления выключателя

Цепи управления – наиболее ответственные в релейной защите. Традиционно их контроль осуществляется с использованием дискретных входов микропроцессорных терминалов (рис. 4.2). Дискретный вход $DI1$ выполнен на напряжение электромагнита и используется для контроля целостности цепи электромагнита, а низковольтный дискретный вход $DI2$ контролирует протекание достаточного для срабатывания тока через электромагнит при его активации [19].

Опыт эксплуатации показал, что возможно перегорание дискретных входов вследствие коммутационных и длительных перенапряжений. Особенно этому подвержены низковольтные входы, имеющие соответствующую схемотехнику. В результате устройство АУВ теряет информацию о реальном состоянии цепи. Кроме того, выявлены случаи, когда перегорание входа $DI1$ приводило к «закорачиванию» цепи и излишнему срабатыванию электромагнитов. Другим недостатком использования дискретных входов является их малая информативность: есть сигнал или его нет. Это не позволяет контролировать, например, повреждение в цепи электромагнита отключения (ЭМО) [19].

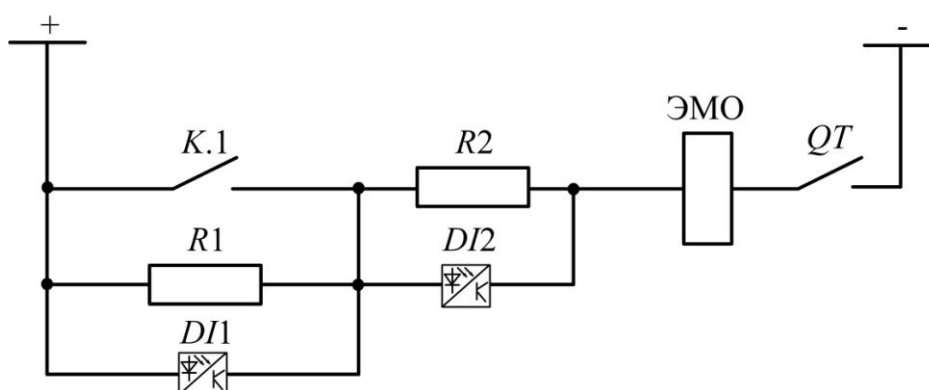


Рис. 4.2. Использование дискретных входов для контроля цепей управления электромагнитами

Для решения указанных проблем в микропроцессорных АУВ реализуется измерение соответствующих величин токов и напряжений в цепях управления. Использование для этой цели электромагнитных трансформаторов тока и напряжения недопустимо, так как измерению подлежат величины постоянного тока. В современных устройствах применяются датчики тока и напряжения, основанные на эффекте Холла. Они обеспечивают требуемые характеристики в плане построения цепей управления – датчики реализуют гальваническую развязку цепей, не вносят дополнительное сопротивление в цепь измерения, обладают высокой стойкостью к перенапряжениям [19].

Один из вариантов включения датчиков тока и напряжения показан на рис. 4.3. Датчик напряжения MV контролирует уровень напряжения в цепи электромагнита, а датчик тока MA измеряет величину тока электромагнита.

Различные производители устройств РЗА используют следующие признаки для реализации функции диагностики цепей управления с помощью датчиков тока и напряжения [19]:

- величина эквивалентного сопротивления цепи;
- уровень тока в цепи управления;
- скорость нарастания тока в цепи электромагнита;
- уровень напряжения в каждый момент времени;
- наличие и величина тока в цепи после подачи команды от устройств РЗА.

При фиксации неисправности (например, при длительном протекании тока по цепям ЭМВ, ЭМО1, ЭМО2 через заданную выдержку времени, регулируемую в диапазоне от 1 до 2 с), устройство АУВ действует через выходное реле терминала на дистанционный расцепитель защитного автомата питания цепей ЭМО1, ЭМО2 и ЭМВ [18].

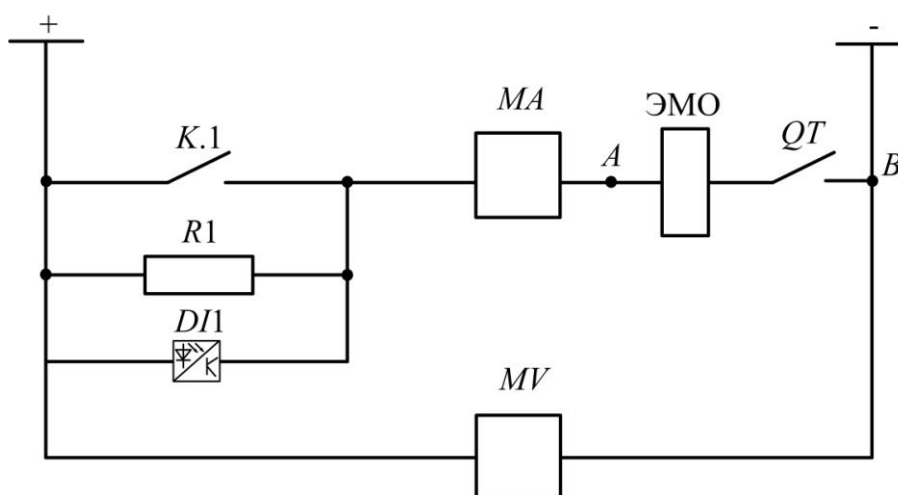


Рис. 4.3. Использование датчиков тока и напряжения для контроля цепей управления электромагнитами

Для выключателей с пофазным управлением электромагнитами предусматривается измерение тока в цепи каждой фазы, что необходимо для реализации всех видов диагностики в полной мере.

Схема, представленная на рис. 4.3, удобна тем, что дает возможность контролировать не только обрывы в цепи, но и проводить другие виды диагностики:

- повреждения электромагнита;
- недопустимое снижение напряжения в цепи электромагнита.

К повреждениям электромагнита (участок *AB* на рис. 4.3) относятся замыкание части его витков и замыкание проводов цепи управления,

приводящее к неуправляемости выключателя. Оба повреждения приводят к уменьшению наблюдаемого активного сопротивления. Этот признак может быть эффективно идентифицирован устройством АУВ [19].

4.3.2. Функции блокирования управления выключателем

Современные выключатели имеют встроенные функции контроля параметров его состояния: величины давления элегаза или воздуха, уровня оперативного напряжения, состояние двигателей взвода пружин и других. Все эти признаки могут использоваться для сигнализации, а также при принятии решения о выдаче команд на выключатель [19].

Все устройства РЗА защищаемого присоединения, как правило, воздействуют на отключение выключателя контактами своих выходных реле (контакты $K1.1$, $K2.1$ на рис. 4.4) помимо АУВ. Это позволяет ускорить ликвидацию повреждения. При этом применяется схема блокировки действия на выключатель от устройства АУВ (контакт $K3.1$ на рис. 4.4).

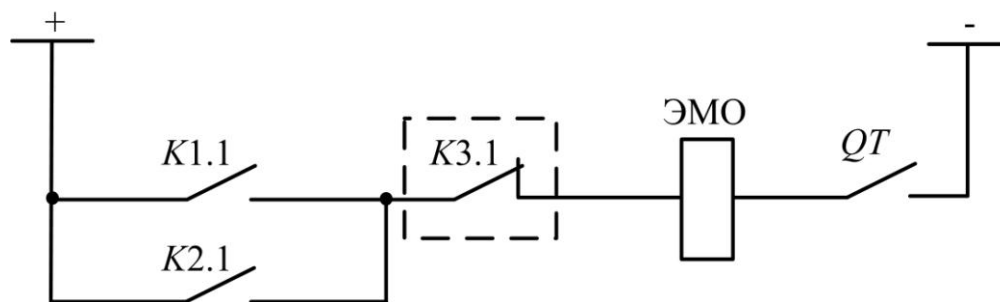


Рис. 4.4. Цепь отключения выключателя с элементом блокирования

Аналогично реализуется схема блокировки включения выключателя, например, блокировка от многократных включений выключателя (блокировка от «прыгания») при одновременном поступлении команд на включение и отключение. В этом случае обеспечивается однократное отключение выключателя после неуспешной попытки включения [18].

4.3.3. Диагностика затягивания отключения и включения выключателя

Износ выключателя приводит к отклонению его параметров от номинальных. В частности, это проявляется в увеличении длительности операций включения и отключения. Устройство АУВ имеет возможность диагностировать эту проблему, сигнализировать персоналу, если наблюдается превышение номинальной длительности, или блокировать управление выключателем.

Длительность операции контролируют по разновременности регистрации сигналов команд управления, сигналов положения выключателя, а также токов фаз выключателя [19].

4.3.4. Оценка коммутационного и механического ресурса выключателя

Выключатели характеризуются своим механическим и коммутационным ресурсом. Механический ресурс отражает состояние привода выключателя и, как правило, во много раз превосходит коммутационный ресурс, который характеризует состояние дугогасительной камеры и контактной системы. Наибольшее изменение коммутационного ресурса выключателя происходит при коммутации токов КЗ, сопровождающихся дугой. Дуговой разряд вызывает оплавление и испарение материала контактов. Степень износа контактов за одну операцию зависит от величины тока дуги, длительности ее горения, скорости смещения дуги по поверхности контактов, материала контактов и конструктивных особенностей выключателя [20].

Для высоковольтных выключателей коммутационный и механический ресурсы регламентируются как показатели надежности [21, 22]. Устройство АУВ имеет возможность контролировать оба параметра выключателя:

- остаточный механический ресурс выключателя оценивается по числу произведенных коммутаций выключателя;
- остаточный коммутационный ресурс выключателя дополнительно учитывает величину отключаемых токов.

Как правило, в современных устройствах АУВ оценка остаточного ресурса производится по результатам длительного наблюдения циклов включения и отключения выключателя. Начальное состояние выключателя вводится персоналом в устройство АУВ в процессе наладки.

Остаточный механический ресурс выключателя оценивается при каждом отключении. Циклы включения и отключения определяются сменой сигналов положения выключателя. Ложная фиксация циклов при кратковременном снижении напряжения оперативного тока и различных помехах исключается контролем подачи команд на отключение выключателя (оперативных или автоматических) [19].

Расчет остаточного коммутационного ресурса выключателя производится в момент отключения выключателя для каждой фазы (полюса) отдельно. Остаточный коммутационный ресурс уменьшается на

величину, определяемую зависимостью допустимого числа циклов отключения N от уровня коммутируемого тока $I_{откл}$.

Таким образом, при снижении остаточного ресурса выключателя ниже заранее заданных значений, устройства АУВ выдают соответствующую информацию персоналу в виде сигнализации. При достижении нулевого значения остаточного ресурса выключателя может производиться блокирование включения выключателя с целью предотвращения его разрушения [19].

4.3.5. Защиты от непереключения фаз выключателя и неполнофазного режима

Для выключателей с пофазными электромагнитами управления, предусматриваются защита от непереключения фаз (ЗНФ) и защита от неполнофазного режима работы (ЗНФР), предназначенные для прекращения неполнофазного режима работы. Неполнофазный режим недопустим в энергосистеме из-за перегрева роторов генераторов токами обратной последовательности.

Пуск ЗНФ происходит при несоответствии положения блок-контактов различных фаз выключателя (рис. 4.5), что характеризует неполнофазное включение (отключение) выключателя. С выдержкой времени $DT1$ (рис. 4.6), предназначенной для отстройки от неодновременности включения или отключения фаз выключателя, ЗНФ действует на отключение трёх фаз выключателя без пуска УРОВ.

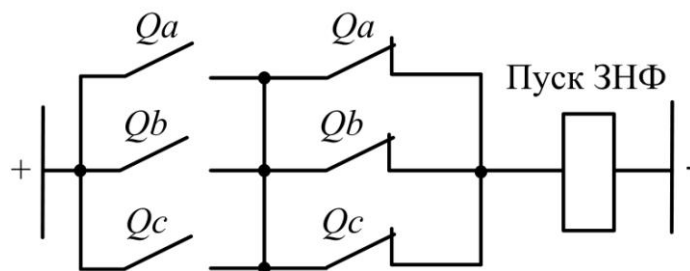


Рис. 4.5. Цепи пуска ЗНФ

Если действие на отключение своего выключателя не приводит к прекращению неполнофазного режима, срабатывает ЗНФР. Пуск ЗНФР осуществляется от реле тока нулевой последовательности (РТНП) с контролем срабатывания ЗНФ (рис. 4.6).

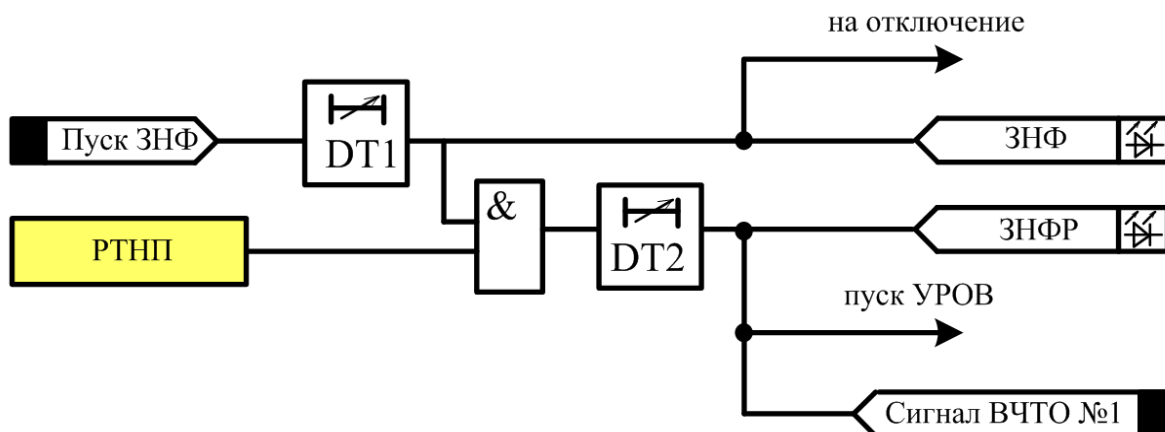


Рис. 4.6. Функциональная схема ЗНФ и ЗНФР

С выдержкой времени $DT2$, необходимой для отстройки от действия ЗНФ, которая сама может ликвидировать неполнофазный режим, например, в случае недовключения выключателя, ЗНФР действует на:

- пуск сигнала телеотключения (сигнал ВЧТО №1): в случае, если неисправен выключатель линии, для отключения выключателей противоположной стороны ЛЭП;
- пуск УРОВ: для отключения смежных выключателей на энергообъекте в случае отказа выключателя.

4.4. Автоматическое повторное включение

Значительная часть коротких замыканий на воздушных линиях электропередачи, вызванных перекрытием изоляции, схлестыванием проводов и другими причинами, при достаточно быстром отключении повреждений релейной защитой самоустраняется. При этом электрическая дуга, возникшая в месте короткого замыкания, гаснет, не успевая вызвать существенных разрушений, препятствующих обратному включению линии под напряжение. Такие самоустраняющиеся повреждения принято называть **неустойчивыми**. Статистические данные о повреждаемости воздушных линий за многолетний период эксплуатации показывают, что доля неустойчивых повреждений весьма высока и составляет 50–90 % [23].

Поскольку отыскание места повреждения на линии электропередачи путем ее обхода требует длительного времени, а многие повреждения имеют неустойчивый характер, обычно при ликвидации аварийного нарушения режима оперативный персонал производит опробование воздушных линий обратным включением под напряжение. Эту операцию

называют **повторным включением**. Линия, на которой произошло неустойчивое повреждение, при повторном включении остается в работе. Поэтому повторные включения при неустойчивых повреждениях принято называть **успешными** [23].

Реже на воздушных линиях возникают такие повреждения, как обрывы проводов, тросов или гирлянд изоляторов, падение или поломка опор и т.д. Такие повреждения не могут самоустраниться, поэтому их называют **устойчивыми**. При повторном включении воздушной линии, на которой произошло устойчивое повреждение, вновь возникает короткое замыкание, и она вновь отключается защитой. Поэтому повторные включения линий при устойчивых повреждениях называются **неуспешными** [23].

Для ускорения повторного включения линий и уменьшения времени перерыва электроснабжения потребителей широко используются специальные устройства автоматического повторного включения. Время действия автоматического повторного включения обычно составляет от 0,5 с. до нескольких секунд [23].

Согласно Правилам устройств электроустановок обязательно применение автоматического повторного включения на всех воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линиях напряжением выше 1 кВ. Автоматическое повторное включение восстанавливает нормальную схему сети также и в тех случаях, когда отключение выключателя происходит вследствие ошибок персонала или ложного действия релейной защиты [23].

Как показывает опыт эксплуатации, успешность действия автоматического повторного включения на воздушных линиях 110–220 кВ достигает 75–80 %, на линиях сверхвысокого напряжения 330 кВ – 65–70 %, а 500–750 кВ – около 50 %. Наиболее эффективно применение автоматического повторного включения на линиях с односторонним питанием, так как в этих случаях каждое успешное действие автоматического повторного включения восстанавливает питание потребителей и предотвращает аварию [23].

Неустойчивые короткие замыкания часто возникают не только на воздушных линиях, но и на шинах подстанций. Поэтому на подстанциях, оборудованных быстродействующей защитой шин, также применяется автоматическое повторное включение, которое производит повторную подачу напряжения на шины в случае их отключения релейной защитой; автоматическое повторное включение шин имеет высокую эффективность, поскольку каждый случай успешного действия предотвращает аварийное отключение целой подстанции или ее части [23].

Устройствами автоматического повторного включения оснащаются также все одиночно работающие трансформаторы мощностью 1000 кВА и более и трансформаторы меньшей мощности, питающие ответственную нагрузку. Устройства автоматического повторного включения на трансформаторах выполняются так, чтобы их действие происходило при отключении трансформатора максимальной токовой защитой. Повторное включение при повреждении самого трансформатора, когда он отключается защитами от внутренних повреждений, как правило, не производится. Успешность действия устройств автоматического повторного включения трансформаторов и шин так же высока, как и устройств автоматического повторного включения воздушных линий электропередачи, и составляет 70–90 % [23].

В ряде случаев автоматическое повторное включение используется на кабельных и смешанных кабельно-воздушных тупиковых линиях 6–10 кВ. При этом, несмотря на то, что повреждения кабелей бывают, как правило, устойчивыми, успешность автоматического повторного включения составляет 40–60 %. Это объясняется тем, что автоматическое повторное включение восстанавливает питание потребителей при неустойчивых повреждениях на шинах подстанций, при отключении линий вследствие перегрузки, при ложных и неселективных действиях релейной защиты [23].

4.4.1. Классификация устройств автоматического повторного включения. Основные требования к схемам автоматического повторного включения

В эксплуатации получили применение следующие виды устройств автоматического повторного включения: трёхфазные, осуществляющие повторное включение трех фаз выключателя после их отключения релейной защитой; однофазные, осуществляющие включение одной фазы выключателя, отключенной релейной защитой при однофазных коротких замыканиях; комбинированные, осуществляющие включение трех фаз (при междуфазных повреждениях) или одной фазы (при однофазных коротких замыканиях) [23].

Трёхфазные устройства автоматического повторного включения в свою очередь подразделяются на несколько видов: простые, быстродействующие, с проверкой наличия напряжения, с ожиданием синхронизма, с улавливанием синхронизма и др. [23].

Быстродействующее автоматическое повторное включение – это одновременное включение одиночной линии электропередачи (без

шунтирующих связей) с двусторонним источником питания с минимальной выдержкой времени с обоих концов.

Автоматическое повторное включение с проверкой наличия напряжения – включение выключателя только при наличии напряжения либо с обеих сторон выключателя, либо с опробующей стороны, т.е. со стороны, подающей напряжение на электрооборудование.

Автоматическое повторное включение с ожиданием синхронизма – включение линий, имеющих несколько достаточно мощных шунтирующих связей. Они обеспечивают автоматическое повторное включение отключившихся линий лишь при сохранении в работе этих связей, т.е. при условиях, когда возможно сохранение синхронности работы источников питания. Имеющиеся в них органы контроля запрещают автоматическое повторное включение при нарушении синхронизма, неизбежных при отключении шунтирующих связей. Обеспечиваемое этими устройствами ожидание синхронизма позволяет осуществлять автоматическое повторное включение после затухания качаний, возможных вследствие резкого возмущения в системе, вызываемого коротким замыканием и отключением линии.

Автоматическое повторное включение с улавливанием синхронизма предназначается для осуществления включения линий, при отключении которых происходит нарушение синхронной работы частей системы из-за отсутствия шунтирующих связей или малой пропускной способности последних. Содержащиеся в них органы контроля разрешают подачу импульса на включение лишь в определенном диапазоне разности частот с опережением момента совпадения фаз. Благодаря такому выполнению схемы автоматического повторного включения импульс на включение подается в условиях не только значительной, но и не уменьшающейся разности частот, обеспечивая, таким образом, автоматическое повторное включение при нарушенном синхронизме, лишь «улавливая» наиболее благоприятный момент для замыкания транзита.

По виду оборудования, на которое действием устройств автоматического повторного включения повторно подается напряжение, различают автоматическое повторное включение линий, шин, трансформаторов [23].

По числу циклов (кратности действия) различают автоматическое повторное включение однократного действия и многократного действия [23].

Схемы автоматического повторного включения в зависимости от конкретных условий могут существенно отличаться одна от другой. Однако все они должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1) схемы автоматического повторного включения должны приходить в действие при аварийном отключении выключателя (или выключателей), находившегося в работе. В некоторых случаях схемы автоматического повторного включения должны удовлетворять дополнительным требованиям, при выполнении которых разрешается пуск автоматического повторного включения: например при наличии или, наоборот, при отсутствии напряжения, при наличии синхронизма, после восстановления частоты и т.д.;

2) схемы автоматического повторного включения не должны приходить в действие при оперативном отключении выключателя персоналом, а также в случаях, когда выключатель отключается релейной защитой сразу после его включения персоналом (т.е. при включении выключателя на короткое замыкание), поскольку повреждения в этом случае обычно бывают устойчивыми. В схемах автоматического повторного включения должна также предусматриваться возможность запрета действия автоматического повторного включения при срабатывании отдельных защит. Так, например, как правило, не допускается действие автоматического повторного включения трансформаторов при внутренних повреждениях в них, когда срабатывает газовая или дифференциальная защита. В отдельных случаях не допускается действие автоматического повторного включения линий при срабатывании дифференциальной защиты шин;

3) схемы автоматического повторного включения должны обеспечивать определенное количество повторных включений, т.е. действие с заданной кратностью. Наибольшее распространение получило автоматическое повторное включение однократного действия. Применяются также автоматические повторные включения двукратного, а в некоторых случаях и трехкратного действия;

4) время действия, как правило, должно быть минимально возможным, для того чтобы обеспечить быструю подачу напряжения потребителям и восстановление нормального режима работы. Наименьшая выдержка времени, с которой производится автоматическое повторное включение на линиях с односторонним питанием, принимается 0,3–0,5 с. Вместе с тем в некоторых случаях, когда наиболее вероятны повреждения, вызванные набросами и касаниями проводов передвигающимися механизмами, целесообразно для повышения успешности автоматического повторного включения принимать выдержки времени порядка нескольких секунд;

5) схемы автоматического повторного включения должны обеспечивать автоматический возврат в исходное положение готовности к

новому действию после включения в работу выключателя, на который действует АПВ [23].

4.4.2. Трёхфазное автоматическое повторное включение микропроцессорного терминала типа БЭ2704 011

Рассмотрим схему трёхфазного автоматического повторного включения на примере терминала БЭ2704 011 ООО «НПП ЭКРА». Аналогами рассматриваемого трёхфазного автоматического повторного включения являются электромеханическое реле РПВ-58, микроэлектронное реле РПВ-01.

Для анализа работы микропроцессорного трёхфазного автоматического повторного включения разобьём его схему на несколько блоков:

- 1) блок пуска, подготовки и подачи импульса на включение выключателя;
- 2) блок запрета автоматического повторного включения;
- 3) блок выбора режима автоматического повторного включения.

Первый блок представлен на рис. 4.7. При включении выключателя замыкаются нормально разомкнутые контакты реле положения включено (РПВ) и тем самым подают логическую единицу на вход «Разрешение подготовки» схемы автоматического повторного включения. Далее запускается выдержка времени $DT81$, которая необходима для имитации времени заряда конденсатора, например, в схеме реле РПВ-58. Данное действие необходимо для выполнения требований 2,3 подпункта 4.4.1 настоящей работы, т.е. для запрета автоматического повторного включения при оперативном и повторном включении (неуспешном) выключателя на короткое замыкание.

Рассмотрим узел, формирующий пуск схемы автоматического повторного включения и контролирующей несоответствие положений выключателя и ключа оперативного управления выключателем.

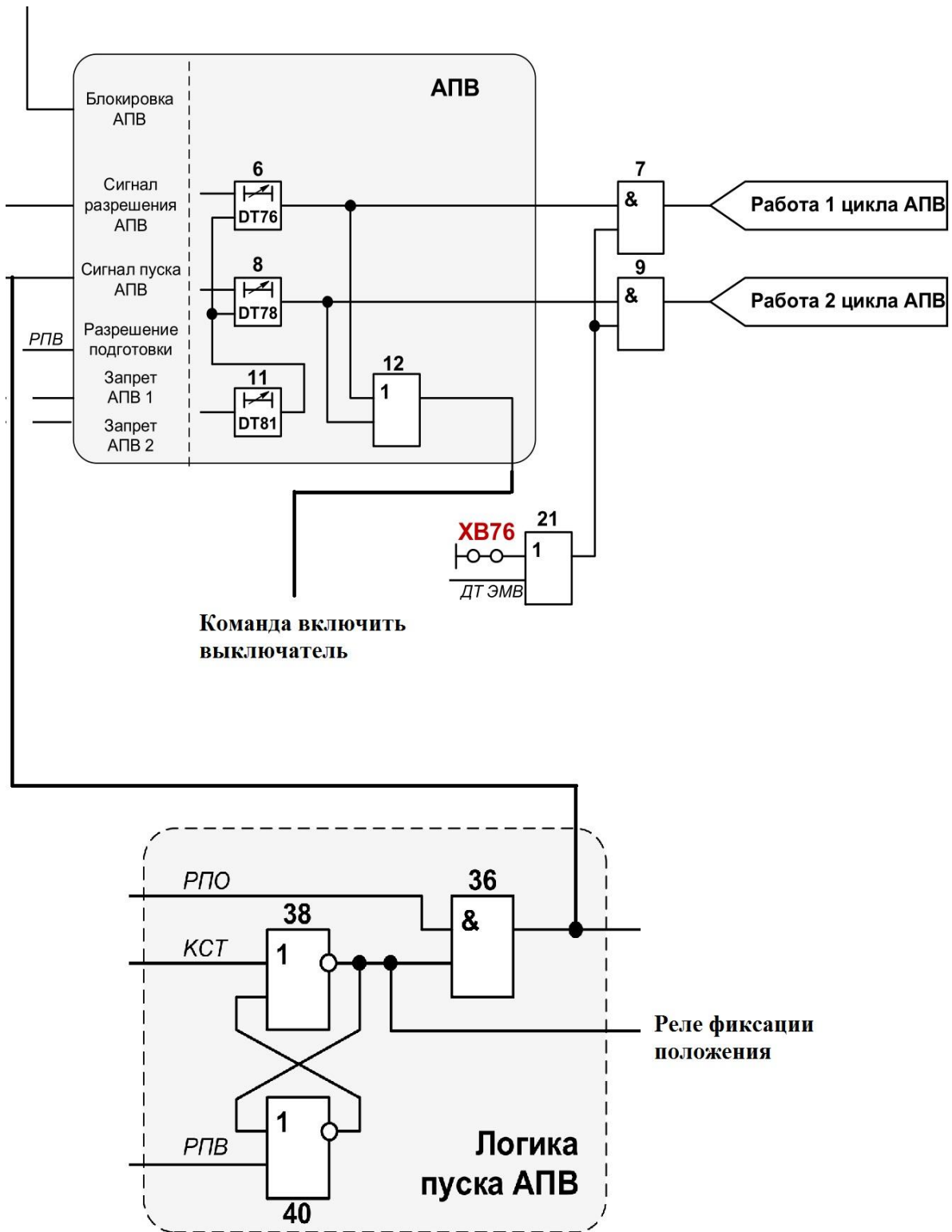


Рис. 4.7. Блок пуска, подготовки и подачи импульса на включение выключателя от автоматического повторного включения

Одновременно с появлением сигнала «РПВ» уровня логической единицы на входе «Разрешение подготовки», он поступает на логический элемент 40 ИЛИ-НЕ. Соответственно, на выходе 40 элемента появляется

логический нуль, который поступает на логический элемент 38 ИЛИ-НЕ. Так как реле команды «отключить» в неработавшем состоянии, то сигнал «КСТ» принимает значение логического нуля и поступает на 38 логический элемент, с выхода которого сигнал логической единицы поступает на 36 элемент И. В связи с отсутствием сигнала «РПО» уровня логической единицы сигнал пуска выдержки времени схемы автоматического повторного включения не формируется.

Если подать команду на отключения выключателя от ключа, то появится сигнал «КСТ» уровня логической единицы, что приведет к появлению на выходе 38 элемента логического нуля и блокировки схемы автоматического повторного включения.

При отключении выключателя от защит появляется сигнал «РПО» уровня логической единицы на выходе 36 элемента И. При наличии сигнала «Разрешение АПВ» (например, при наличии синхронизма) запускается выдержка времени цикла автоматического повторного включения и поступает сигнал на включение выключателя.

Если установлена накладка *XB76*, то сигнализация о срабатывании схемы автоматического повторного включения в виде включенного светодиода появится только в том случае, когда через катушку выключателя протечет ток (сработает датчик тока ЭМВ).

Запрет автоматического повторного включения выключателя происходит в следующих случаях:

- 1) в случае отключения выключателя оперативным ключом управления или его квитирования;
- 2) оперативный запрет на время проведения переключений с первичным оборудованием;
- 3) в случае работы дифференциальной защиты шин, если присоединение не участвует в автоматической сборке, т.е. в случае успешной подачи напряжения на шины автоматического включения выключателя данного присоединения происходить не должно;
- 4) в случае неполнофазного отключения выключателя или работы устройства резервирования выключателя.

Блок выбора режима автоматического повторного включения представлен на рис. 4.8.

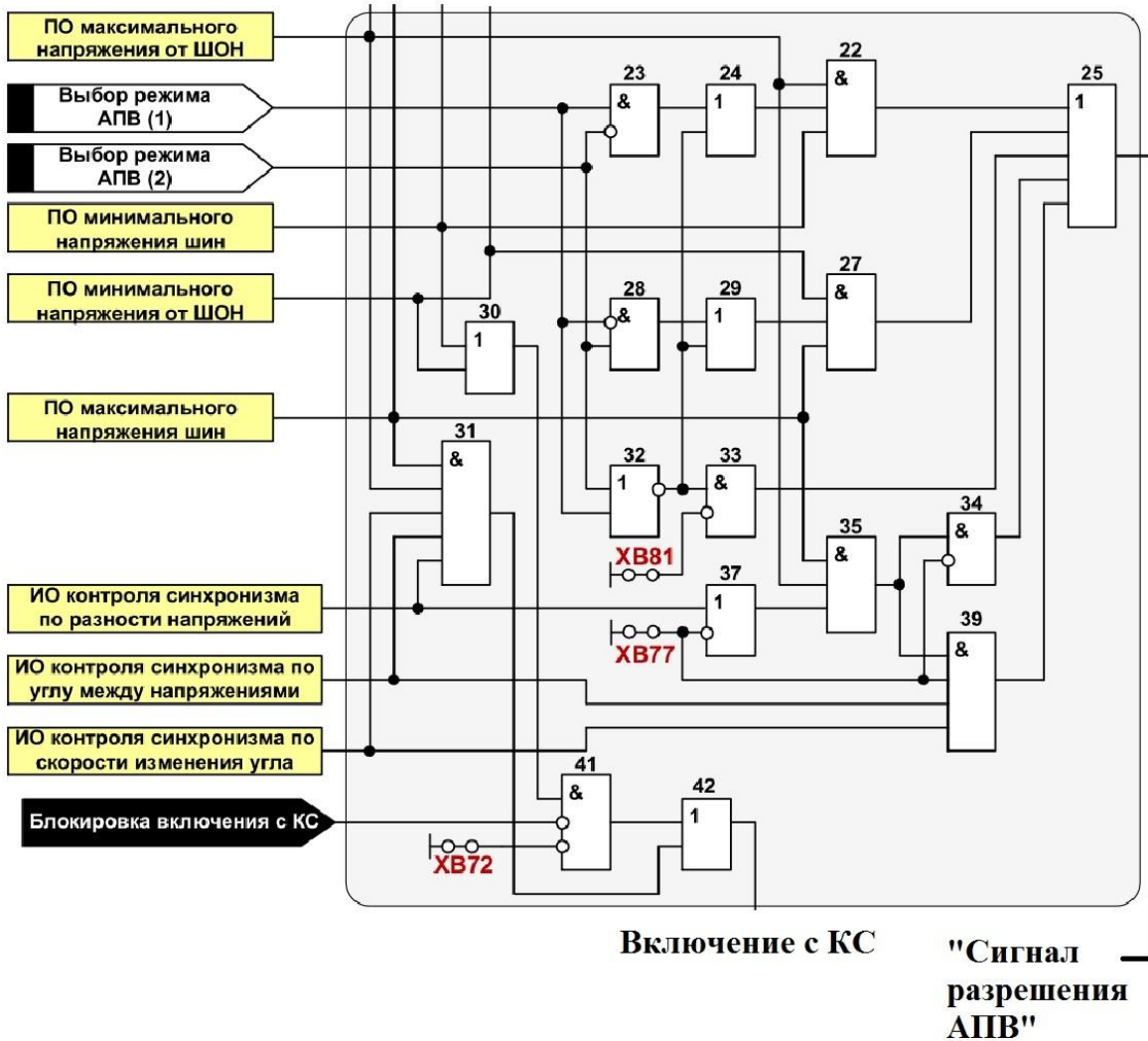


Рис. 4.8. Блок выбора режима АПВ

В терминале БЭ2704 011 предусмотрены следующие режимы трёхфазного автоматического повторного включения:

- 1) слепой;
- 2) с контролем синхронизма (с ожиданием синхронизма);
- 3) с контролем наличия напряжения на шинах и отсутствия напряжения на линии;
- 4) с контролем наличия напряжения на линии и отсутствия напряжения на шинах;

5) одновременно выполняются вышеуказанные пункты 3 и 4. Если условия пункта 3 или 4 соответствуют параметрам текущего режима, то схема автоматического повторного включения работает по цепи пункта 3 или 4 соответственно;

б) без контроля синхронизма, но с наличием напряжения на шинах и линии.

Слепое автоматическое повторное включение – режим работы схемы, при котором отсчет выдержки времени без токовой паузы начинается сразу после отключения выключателя, т.е. по факту несоответствия положения оперативного ключа управления выключателем и положения выключателя.

Автоматическое повторное включение с контролем синхронизма – режим работы схемы, при котором отсчет выдержки времени, осуществляющей задержку подачи импульса на включение выключателя, начинается после одновременного выполнения условий наличия синхронизма и несоответствия положения выключателя и оперативного ключа управления. Под условиями наличия синхронизма понимается совпадение амплитуды, фазы и угловой скорости напряжения с обеих сторон выключателя.

Как правило, с одного конца линии электропередачи выполняется либо слепое автоматическое повторное включение, либо с контролем наличия напряжения на шинах и отсутствии напряжения на линии. При этом другой конец линии электропередачи осуществляет автоматическое повторное включение в режиме контроля синхронизма. Указанные режимы схемы автоматического повторного включения выставляются для экономии коммутационного ресурса выключателя при наличии устойчивого замыкания на электрооборудовании.

Для контроля напряжения на шинах к схеме автоматического повторного включения подводятся цепи напряжения основной обмотки трансформатора напряжения, установленного на шинах распределительного устройства. Для контроля напряжения на линии используется трансформатор напряжения, установленный на фазе линии, либо шкаф отбора напряжения, схема которого представлена на рис. 4.9.

Выбор режима автоматического повторного включения осуществляется оперативным ключом и программными накладками. Положение оперативного ключа выбора режима автоматического повторного включения определяет наличие сигналов уровня логической единицы на входах «Выбор режима АПВ1» и «Выбор режима АПВ 2» (рис. 4.8). Возможные режимы автоматического повторного включения и соответствующие им положения оперативного ключа (логические уровни дискретных сигналов на входах «Выбор режима АПВ1» и «Выбор режима АПВ 2») и программных накладок указаны в табл. 4.1.

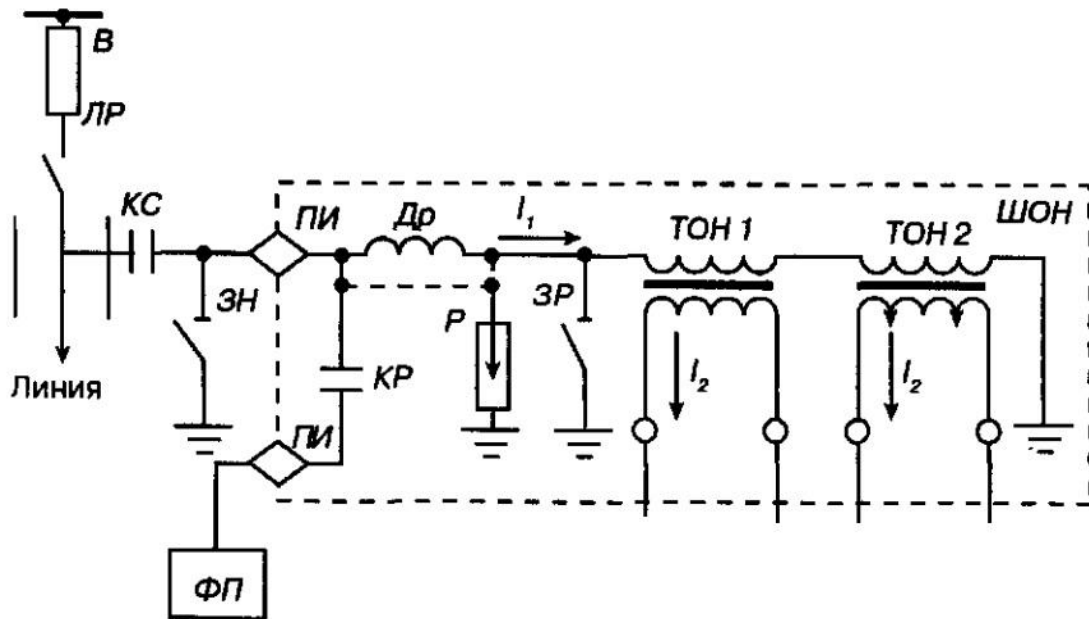


Рис. 4.9. Схема шкафа отбора напряжения

Обозначения принятые, на рис. 4.9:

В – выключатель;

ЛР – линейный разъединитель;

КС – конденсатор связи;

ЗН – заземляющий нож;

ФП – фильтр присоединения;

ШОН – шкаф отбора напряжения;

Др – дроссель: исключает шунтирование фильтра присоединения трансформаторами отбора по сигналу высокой частоты и не препятствует прохождению сигнала промышленной частоты [24];

КР – конденсатор разделительный;

Р – разрядник: служит для защиты цепей отбора напряжения от перенапряжений [24];

ЗР – заземляющий рубильник: используется как защитное средство при выполнении работ в цепях отбора напряжения и позволяет производить регулирование во вторичных цепях шкафа отбора напряжения без включения заземляющего ножа и вывода высокочастотных каналов [24];

ТОН 1, ТОН 2 – трансформаторы отбора напряжения: являются основным элементом шкафа отбора; служат для отбора напряжения с линии; работают в режиме, близком к трансформатору тока, но допускают значительно большее сопротивление нагрузки [24].

Соответствие режимов автоматического повторного включения и положений оперативного ключа и программных накладок

Режим АПВ	Положение оперативного ключа выбора режима АПВ		Программная накладка «Выбор режима АПВ (слепое или ШЛ)» ХВ81	Программная накладка «Контроль синхронизма» ХВ77
	Состояние входа «Выбор режима АПВ 1»	Состояние входа «Выбор режима АПВ 2»		
слепой	0	0	разомкнута	Если данная накладка замкнута, то в дополнение к режиму заданному оперативным ключом будет выполняться режим «с контролем синхронизма»
с контролем наличия напряжения на шинах и отсутствия на линии или наоборот	0	0	замкнута	
с контролем наличия напряжения на шинах и отсутствием на линии	0	1	На данные режимы состояние накладки не влияет	
с контролем наличия напряжения на линии и отсутствием на шинах	1	0		
с контролем наличия напряжения на шинах и на линии	1	1		
с контролем синхронизма	1	1		

Рассмотрим следующий режим работы автоматического повторного включения. С одного конца линии электропередачи выбран режим «с контролем синхронизма», а с другого – «слепой». После ликвидации короткого замыкания опробование линии электропередачи осуществляется со второго конца. Предположим, что автоматическое повторное включение (опробование линии электропередачи) оказалось не успешным, и оперативный персонал не квитирует ключ управления выключателем на первом конце линии электропередачи. После устранения повреждения на линию электропередачи подают напряжение со второго конца линии, а с первого конца – автоматически (без участия оперативного персонала) происходит включение выключателя, что является неправильным, так как при ручном опробовании напряжением линии электропередачи включение выключателя с противоположного конца должно происходить вручную. Для исключения неправильных действий автоматического повторного включения в случае отсутствия квитирования оперативным персоналом ключа управления выключателем предусмотрена выдержка времени сброса готовности автоматического повторного включения при отключенном выключателе.

4.5. Устройство резервирования отказа выключателя

В целях повышения надежности и живучести энергосистемы, уменьшения количества обесточенных потребителей, уменьшения времени существования короткого замыкания и резкого сокращения числа объектов, где производятся отключения выключателей, осуществляются мероприятия по ближнему резервированию и устанавливаются устройства резервирования при отказе выключателя [25].

Принцип действия устройства резервирования выключателя заключается в отключении выключателей смежных присоединений при его отказе.

В настоящее время в эксплуатации находятся схемы устройств резервирования при отказе выключателя разных лет выпуска, резко различающиеся по принципу построения. В данной работе будет рассмотрен лишь современный «индивидуальный» принцип выполнения устройства резервирования при отказе выключателя. Схемы электромеханических устройств резервирования при отказе выключателя описаны в [25, 26].

Как правило, именно «индивидуальный» принцип построения устройств резервирования при отказе выключателя выполняется в

настоящее время во всех устройствах автоматики управления выключателем, выполненной на современной микропроцессорной базе, который заключается в установке на каждом выключателе отдельных устройств резервирования при отказе выключателя. Схема микропроцессорного устройства резервирования при отказе выключателя представлена на рис. 4.10.

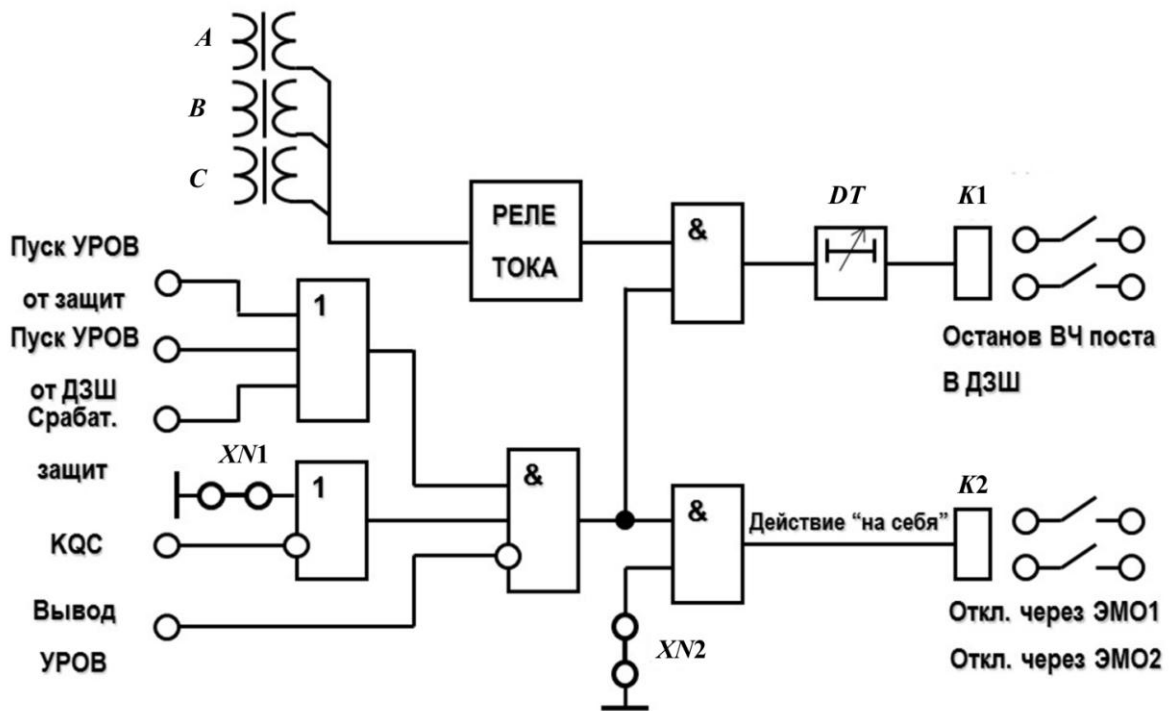


Рис. 4.10. Схема логики устройства резервирования при отказе выключателя

Для срабатывания схемы резервирования при отказе выключателя необходимо, чтобы выполнялись следующие условия:

- 1) срабатывание защиты электротехнического оборудования;
- 2) отказ выключателя;
- 3) наличие тока через трансформаторы тока защищаемого элемента;
- 4) наличие сигнала от нормально замкнутых контактов реле положения включено.

Одновременное наличие всех вышеуказанных сигналов в схеме резервирования при отказе выключателя необходимо для повышения надежности схемы на несрабатывание.

В схему на рис. 4.10 дополнительно введено действие устройства резервирования при отказе выключателя повторно на отказавший выключатель, которое называется «УРОВ на себя» и является полезным,

например, при отказе выходных реле защиты, действующих на отключение выключателя.

Отключение смежных с отказавшим выключателем присоединений схема устройства резервирования при отказе выключателя осуществляет через дифференциальную защиту шин, устройство и принцип работы которой будут описаны позже. Данная организация цепей отключения уменьшает количество связей между выключателями и устройством резервирования при отказе выключателя, что делает его схему более простой и экономичной.

В настоящее время практически в любом микропроцессорном терминале имеется устройство резервирования при отказе выключателя. На наш взгляд целесообразно использовать устройство резервирования при отказе выключателя лишь в терминале, осуществляющем функции автоматики управления выключателем, что позволяет уменьшить количество взаимных связей между терминалами, тем самым повысить надежность работы защит. При этом также уменьшается стоимость организации оперативных цепей защит.

Контрольные вопросы

1. Опишите последовательность изменения сигналов реле положения «включено» и реле положения «отключено» при включении и отключении выключателя.
2. Назовите способы контроля цепей управления выключателя.
3. Опишите работу блоков пуска, подготовки и подачи импульса на включение выключателя в схеме автоматического повторного включения.
4. Перечислите разновидности режимов автоматического повторного включения.
5. Опишите работу схемы устройства резервирования при отказе выключателя.

5. МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ ЗАЩИТЫ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

5.1. Основные понятия

Линии электропередачи – это наименее надежные элементы электроэнергетической системы, повреждение которых наносит значительный ущерб промышленности. В зависимости от класса напряжения линий электропередачи, от конфигурации сети, режима заземления нейтрали силовых трансформаторов для их защиты применяются различные устройства.

Так, например, на линиях напряжением 110 кВ кольцевой сети с двумя и более источниками питания применяются резервные защиты с относительной селективностью и основные защиты с абсолютной селективностью. На тупиковых линиях 110 кВ указанные ранее резервные защиты являются основными.

Основной называется защита, предназначенная для работы при всех, или части вида КЗ в пределах всего защищаемого элемента со временем реагирования меньше, чем у других установленных защит.

Резервной называется защита, предусматриваемая для работы вместо основной защиты в случаях ее отказа или вывода из действия. Резервная защита предназначена также для резервирования в полном или частичном объеме защит смежных присоединений.

В целях повышения надежности релейной защиты питание основных и резервных защит должно, как правило, осуществляться от отдельных автоматических выключателей оперативного постоянного тока и от разных вторичных обмоток трансформаторов тока.

5.2. Резервные защиты линий электропередачи

Существует несколько типов резервной релейной защиты линий электропередачи: токовая отсечка, максимальная токовая защита, дистанционная защита, токовая защита нулевой последовательности.

Далее рассмотрим подробно принцип действия, область применения и функциональные схемы указанных выше защит.

5.2.1. Токовая отсечка

Токовая отсечка – устройство защиты, контролирующее ток в защищаемой линии и действующее на отключение выключателя линии при превышении током заранее заданной уставки.

Как правило, токовая отсечка имеет минимальную задержку по времени по сравнению с другими установленными защитами, в зону действия отсечки входит лишь начало линии электропередачи, селективность действия защиты по отношению к защитами смежных участков достигается выбором тока срабатывания большим максимального тока внешнего короткого замыкания.

В отдельных случаях токовая отсечка может быть выполнена неселективной. В этом случае она защищает не отдельный участок линии, а всю линию целиком. Выполнение такой защиты оправдано тем, что сразу после её действия начинает работать устройство автоматического повторного включения.

Токовая отсечка является простой быстродействующей защитой с относительной селективностью. Простота ее конструкции делает защиту высоконадежной.

Токовая отсечка применяется на линиях практически всех классов напряжений. Функциональная схема защиты представлена на рис. 5.1.

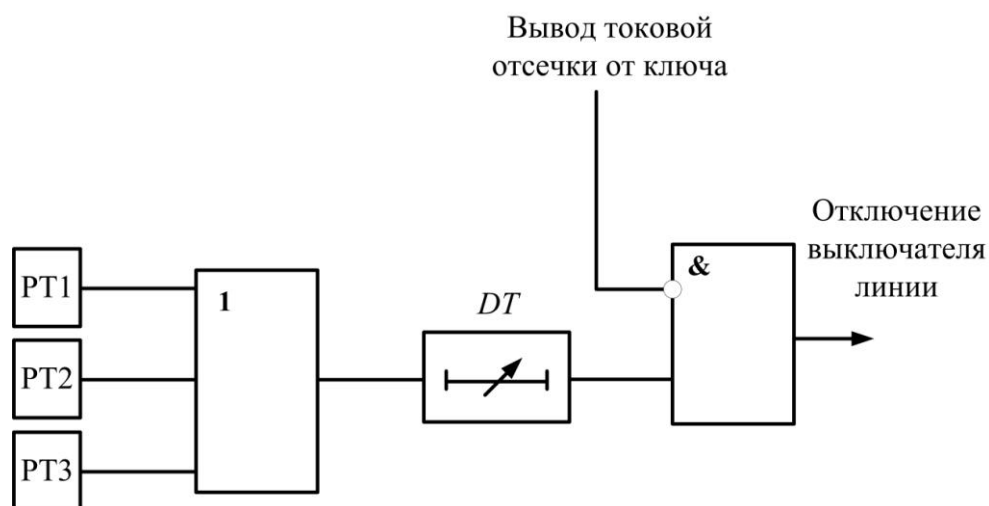


Рис. 5.1. Функциональная схема токовой отсечки

В современных микропроцессорных терминалах также встречается вариант исполнения токовой отсечки с возможностью ввода дополнительных токовых реле с собственным временем срабатывания на некоторое время после включения выключателя, т.е. используется дополнительная токовая отсечка при включении выключателя. Токовая отсечка фиксирует факт отключения выключателя по появившемуся сигналу от реле положения отключено. При включении выключателя на короткое замыкание сигнал от реле положения отключено пропадает не сразу, что позволяет работать дополнительным токовым реле на отключение.

Функциональная схема рассматриваемой защиты представлена на рис. 5.2.

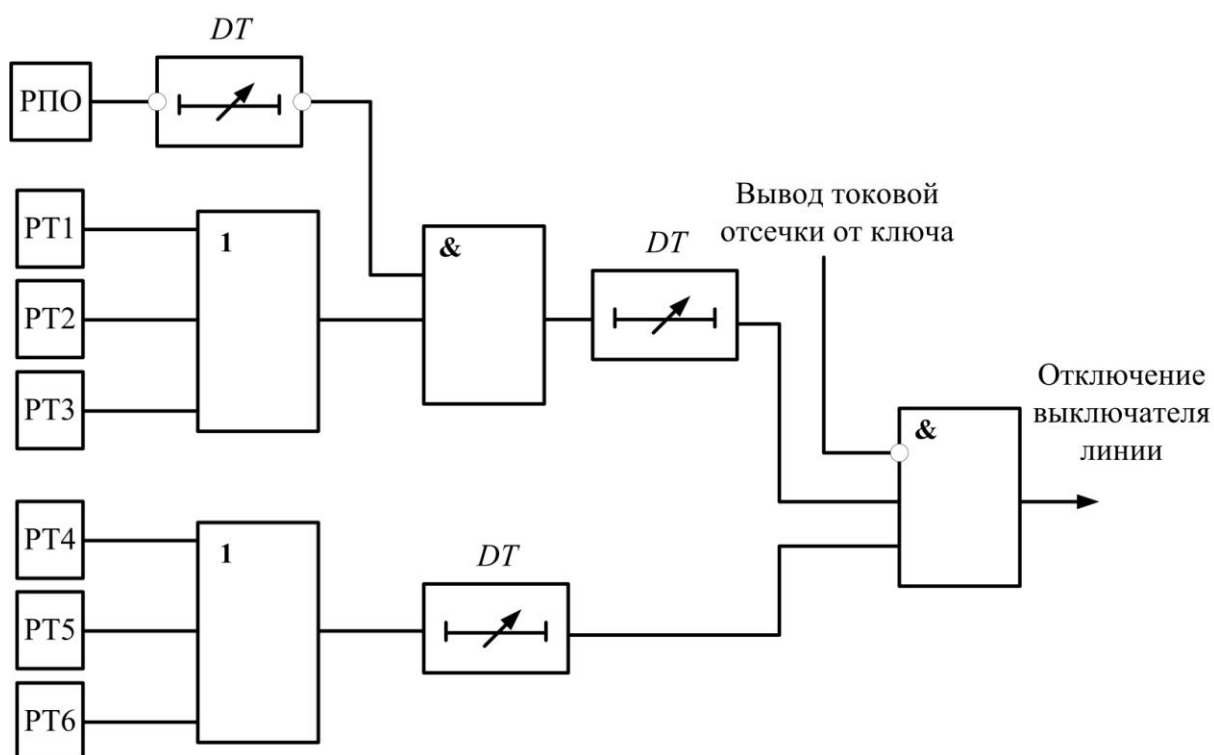


Рис. 5.2. Функциональная схема токовой отсечки с дополнительными измерительными органами и логической частью

Как правило, уставки основной токовой отсечки, введенной в работу постоянно, выбирают с условием удовлетворения требованию селективности. Уставки токовой отсечки, используемой при включении выключателя, выбирают из условия чувствительности коротких замыканий на протяжении всей защищаемой линии.

5.2.2. Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита – вид релейной защиты, действие которой связано с увеличением силы тока в защищаемой цепи при возникновении короткого замыкания на участке данной цепи. Данный вид защиты применяется практически повсеместно и является наиболее распространённым в электрических сетях.

Принцип действия максимальной токовой защиты аналогичен принципу действия токовой отсечки. В случае повышения силы тока в защищаемой сети защита начинает свою работу. Однако, если токовая

отсечка действует мгновенно, то максимальная токовая защита даёт сигнал на отключение только по истечении определённого промежутка времени. Выдержка времени зависит от того, где располагается защищаемый участок. Наименьшая выдержка времени устанавливается на наиболее удалённом от источника участке. Максимальная токовая защита соседнего (более близкого к источнику энергии) участка действует с большей выдержкой времени, отличающейся на ступень селективности. Ступень селективности определяется временем действия защиты. Если по каким-то причинам защита не сработала, то через определённое время (равное ступени селективности) после начала короткого замыкания сработает максимальная токовая защита более близкого к источнику участка и отключит как повреждённый, так и свой участок. Таким образом, максимальная токовая защита обеспечивает резервирование соседних участков за счет большей зоны действия по сравнению с токовой отсечкой.

Максимальная токовая защита может иметь как независимую от тока короткого замыкания выдержку времени, так и зависимую. Зависимая времятоковая характеристика максимальной токовой защиты позволяет ликвидировать короткое замыкание в начале линии с меньшим временем.

Функциональная схема максимальной токовой защиты полностью совпадает с функциональной схемой токовой отсечки, представленной на рис. 5.1.

Выделяют максимальную токовую защиту с пуском по минимальному напряжению и комбинированным пуском. В первом случае в схеме максимальной токовой защиты дополнительно используют реле напряжения минимального действия, включенное по схеме И вместе с токовыми реле (рис. 5.3, накладка SX2 разомкнута). Во втором случае в схеме максимальной токовой защиты используют реле напряжения минимального действия, подключаемое на линейное напряжение, и реле напряжения максимального действия, подключаемое на фильтр-реле обратной последовательности. Оба реле включаются по схеме ИЛИ, а совместно с реле тока по схеме И (рис. 5.3, накладка SX2 замкнута).

На транзитных линиях электропередачи в кольцевых сетях с двумя и более источниками питания максимальная токовая защита, как правило, не используется, в связи с невозможностью выполнить ее действие селективно.

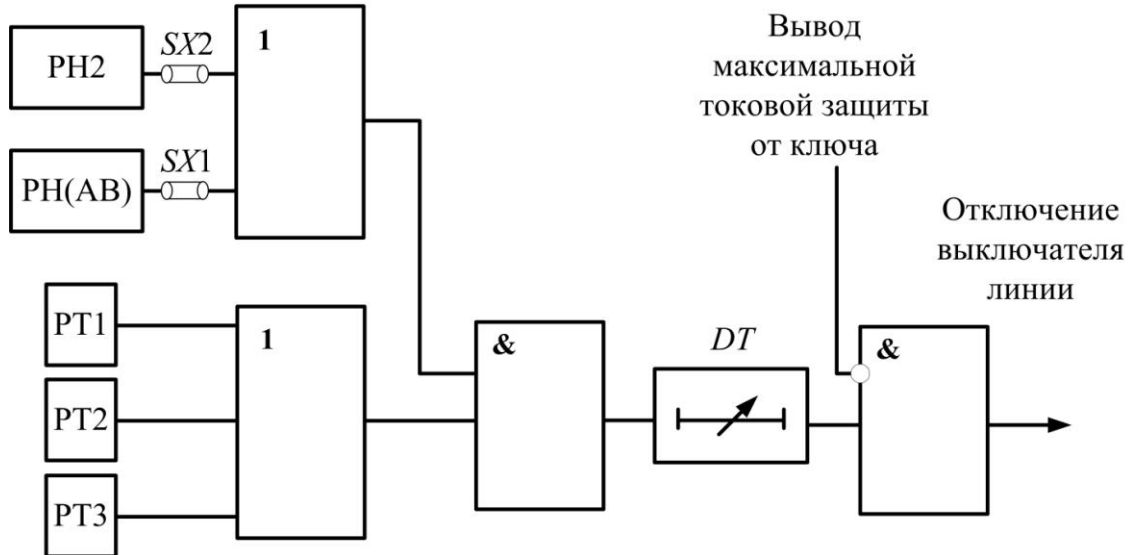


Рис. 5.3. Функциональная схема максимальной токовой защиты с пуском по минимальному напряжению ($SX1$ замкнута, $SX2$ разомкнута) или с комбинированным пуском ($SX1$, $SX2$ замкнуты)

На транзитных линиях электропередач радиальных сетей с двумя источниками питания может быть использована направленная максимальная токовая защита (рис. 5.4), в состав которой дополнительно введено реле направления мощности (РНМ).

Использование реле направление мощности необходимо, так как простые максимальные токовые защиты на транзитной линии электропередачи в вышеуказанной радиальной сети не могут обеспечить условие селективности. Так, например, при выборе времени срабатывания ненаправленных максимальных токовых защит предполагается, что сначала отсутствует первый источник питания, при этом максимальная выдержка времени будет у той защиты, которая ближе к оставшемуся источнику питания (рис. 5.5). Далее предполагается, что отсутствует второй источник питания, при этом также максимальная выдержка времени будет у той защиты, которая ближе к источнику питания (рис. 5.6).

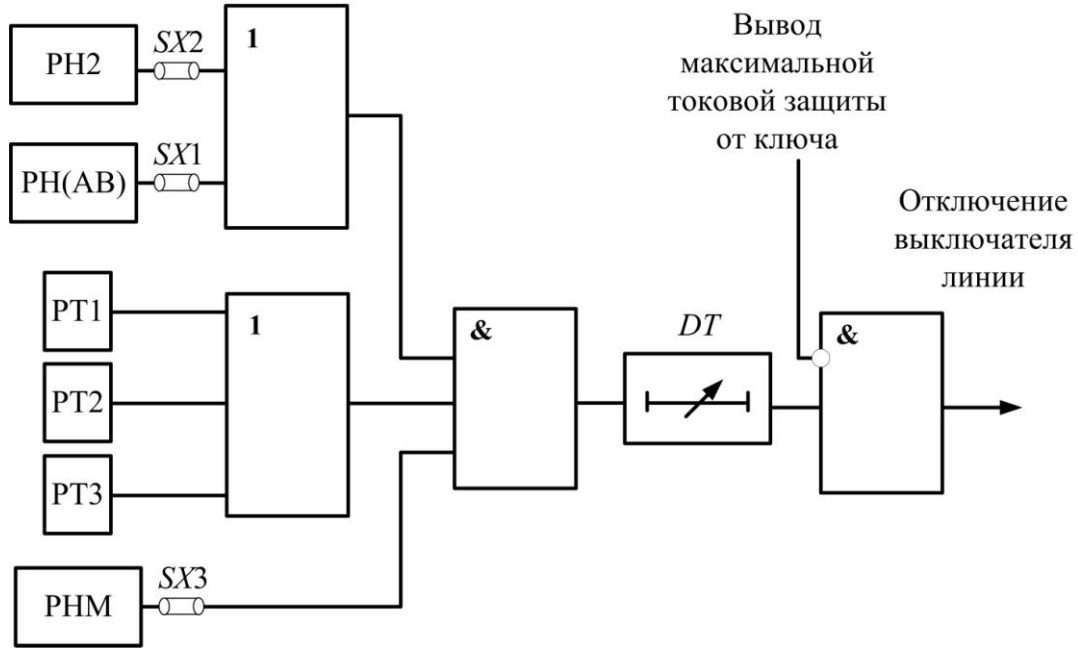


Рис. 5.4. Функциональная схема направленной максимальной токовой защиты (накладка $SX3$ замкнута) с пуском по минимальному напряжению (накладки $SX1$ замкнута, $SX2$ разомкнута) или с комбинированным пуском (накладка $SX1$, $SX2$ замкнуты)

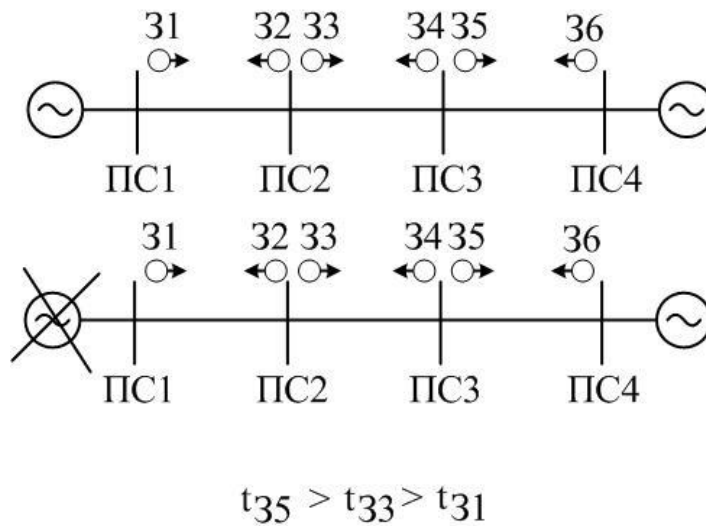


Рис. 5.5. Схема сети без первого источника питания

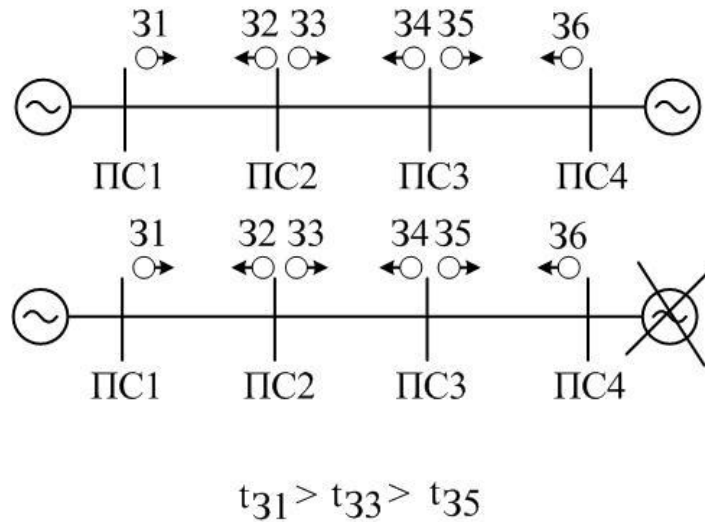


Рис. 5.6. Схема сети без второго источника питания

Из рис. 5.5 и 5.6 следует, что в одной сети должны одновременно выполняться два несовместимых условия (неравенства). В связи с этим максимальную токовую защиту дополняют реле мощности, которое позволяет достаточно просто выбрать времена срабатывания защит для обеспечения селективности.

К реле направления мощности могут подводиться различные сочетания фаз тока и напряжения. Сочетание фаз тока и напряжения реле направления мощности, называемое его схемой включения, должно быть таким, чтобы реле правильно определяло знак мощности короткого замыкания при всех возможных случаях и видах повреждений, и чтобы к реле подводилась возможно большая мощность.

Мощность реле определяется по формуле:

$$S_p = U_p \cdot I_p \cdot \sin(\alpha - \varphi_p),$$

где U_p и I_p – ток и напряжение, подведенные к реле; α – внутренний угол между током и напряжением, образующийся в цепи напряжения реле мощности; φ_p – угол сдвига между U_p и I_p .

Мощность S_p может иметь недостаточное для действия реле направления мощности значение при коротких замыканиях, близких к месту установки реле, за счет снижения напряжения U_p или при неблагоприятном значении угла φ_p , при котором $\sin(\alpha - \varphi_p)$ равен или близок к нулю. Отсюда следует, что, во-первых, реле направления мощности должно включаться на такое напряжение, которое при близких коротких замыканиях не снижается до нуля, и, во-вторых, напряжение и

ток, подводимые к реле, должны подбираться так, чтобы угол сдвига между ними φ_p в условиях коротких замыканий не достигал значений, при которых мощность на зажимах реле приближается к нулю.

Следует отметить, что первое требование выполнимо только при двух- и однофазных коротких замыканиях, в случае же трёхфазного короткого замыкания все фазные и междуфазные напряжения могут снижаться до нуля.

Наибольшее распространение получили 30-градусная и 90-градусная схемы включения реле мощности. При рассмотрении схем включения реле мощности принято совмещать трёхфазную систему токов и напряжений таким образом, чтобы угол между одноименными фазами тока и напряжения был равен нулю. На рис. 5.7 представлена векторная диаграмма 30-градусной схемы включения реле направления мощности, к которому подводятся линейное напряжение U_{AB} и фазный ток I_A , сдвинутые относительно друг друга на угол в 30 градусов.

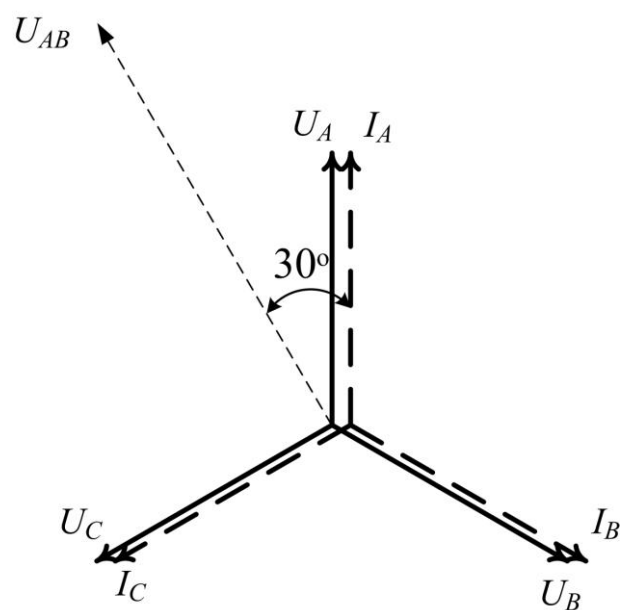


Рис. 5.7. Векторная диаграмма 30-градусной схемы включения реле мощности

На рис. 5.8 представлена векторная диаграмма 90-градусной схемы включения реле мощности, к которому в этой схеме подводятся линейное напряжение U_{BC} и фазный ток I_A , сдвинутые относительно друг друга на угол в 90 градусов.

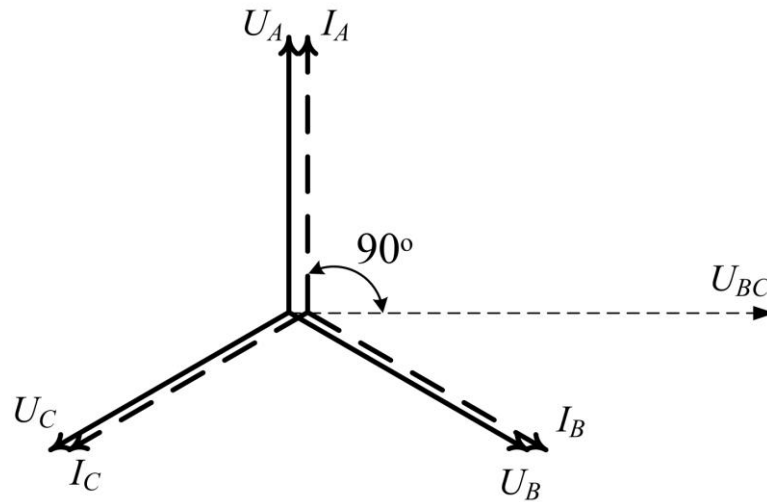


Рис. 5.8. Векторная диаграмма 90-градусной схемы включения реле мощности

Как правило, в паспорте реле или в руководстве по эксплуатации терминала указывается угол максимальной чувствительности реле направления мощности. Углом максимальной чувствительности называется угол между током и напряжением, при котором в реле создается максимальный момент притяжения, т.е. возникает наибольшая сила притяжения. Максимальный момент в реле будет создаваться при подведении к нему максимальной мощности. Согласно формуле $S_p = U_p \cdot I_p \cdot \sin(\alpha - \varphi_p)$ мощность будет максимальной при $\sin(\alpha - \varphi_p) = 1$, то есть при угле $(\alpha - \varphi_p) = 90^\circ$. Отсюда можно выразить угол α через угол максимальной чувствительности следующим образом:

$$\alpha = 90^\circ - \varphi_{\text{мч}}$$

Принято за положительное направление угла максимальной чувствительности считать движение против часовой стрелки от вектора тока, или по часовой стрелки – от вектора напряжения.

При построении векторной диаграммы реле направления мощности, как правило, за основу берется вектор напряжения, который всегда остается неподвижным. Вектор тока изменяется относительно вектора напряжения на угол φ_p .

Подставив в формулу подводимой к реле мощности выражение $\alpha = 90^\circ - \varphi_{\text{мч}}$ получим следующее выражение:

$$S_p = U_p \cdot I_p \cdot \sin(\alpha - \varphi_p) = U_p \cdot I_p \cdot \sin(90 + \varphi_{\text{мч}} - \varphi_p) = U_p \cdot I_p \cdot \cos(\varphi_{\text{мч}} - \varphi_p)$$

или

$$S_p = U_p \cdot I_p \cdot \cos(\varphi_p - \varphi_{мч}).$$

При равенстве φ_p и угла $\varphi_{мч}$ косинус от их разницы будет равен 1 ($\cos(0)=1$), мощность подводимая к реле будет максимальной. Следовательно, в данном случае с учетом того, что базисным вектором является вектор напряжения, через вектор тока можно провести прямую линию, которая называется линией максимальных моментов. Мощность, подводимая к реле, будет минимальной при $\cos(\varphi_p - \varphi_{мч})$ равном нулю. Косинус равен нулю при равенстве $\varphi_p - \varphi_{мч}=90^\circ$. Следовательно, при равенстве φ_p углу $(90^\circ + \varphi_{мч})$ через вектор тока можно провести прямую линию, которая называется линией нулевых моментов или линией изменения знака момента. Таким образом, линия нулевых моментов сдвинута относительно линии максимальных моментов на угол 90° .

Рассмотрим векторную диаграмму (рис. 5.9), характеризующую работу реле направления мощности типа РБМ-171 с углом максимальной чувствительности $\varphi_{мч} = -30^\circ$, включенного по 90-градусной схеме.

Мощность на зажимах такого реле:

$$S_p = U_p \cdot I_p \cdot \cos(\varphi_p + 30^\circ).$$

Реле направления мощности включено на ток $I_p = I_A$ и напряжение $U_p = U_{BC}$. За опорный вектор возьмем напряжение U_{BC} и отложим по часовой стрелке вектор тока с углом в 30° . Через вектор тока будет проходить линия максимальных моментов, а перпендикулярно ей линия нулевых моментов. При трёхфазном коротком замыкании на линии электропередачи I_A отстает от напряжения U_A на угол φ_k . Вектор I_A имеет два предельных положения: $I'A$ – при коротком замыкании за чисто реактивным сопротивлением X , когда $\varphi_k = 90^\circ$, $I''A$ – при коротком замыкании через дугу в начале ЛЭП, когда $\varphi_k \approx 0^\circ$.

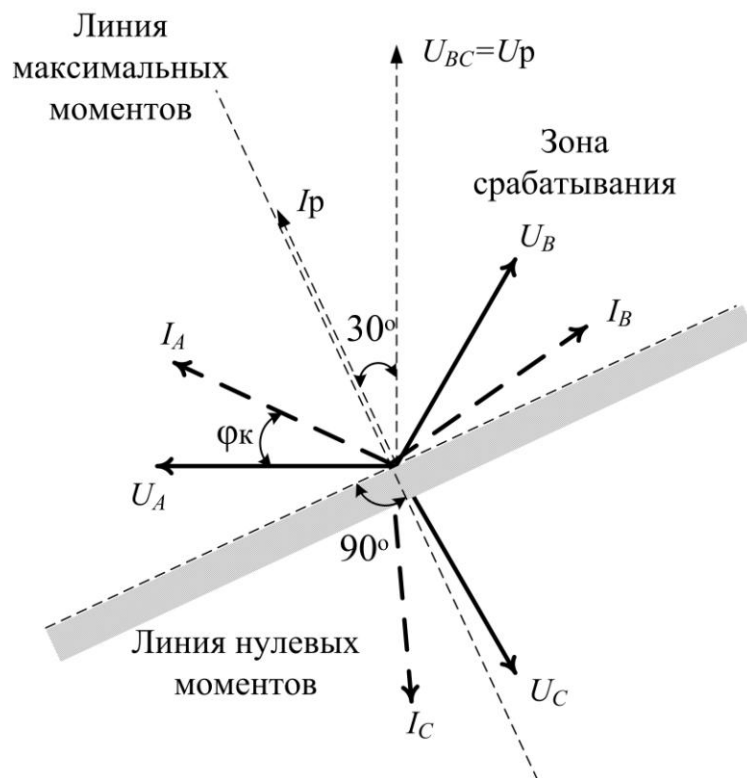


Рис. 5.9. Векторная диаграмма реле направления мощности типа РБМ-171 с углом максимальной чувствительности минус 30° при трёхфазном коротком замыкании

Из векторной диаграммы и характеристики реле следует, что поведение реле направления мощности при трёхфазном коротком замыкании (удаленном от места установки защиты) в зоне и вне зоны будет правильным и значение S_p достаточным для действия реле направления мощности.

5.2.3. Дистанционная защита

Дистанционный принцип получил широкое распространение в технике релейной защиты и автоматики электроэнергетических систем, прежде всего, при выполнении дистанционных защит линий электропередачи и избирательных органов устройств однофазного автоматического повторного включения. Помимо защит линий электропередачи с использованием дистанционного принципа, в настоящее время реализуются и устройства защиты и автоматики других объектов энергосистем, в частности резервные защиты трансформаторов и генераторов, устройства автоматического прекращения асинхронного хода в энергосистемах, устройства защиты генераторов от потери возбуждения

и др. Защиты и отдельные органы, использующие дистанционный принцип, являются одними из наиболее сложных устройств, использующихся в технике релейной защиты. Указанное обусловлено обработкой в них информации, зависящей по меньшей мере от двух комплексных переменных (векторов напряжения и тока) при выполнении пофазных дистанционных органов [27].

Распространение дистанционного принципа объясняется большими возможностями, которые он дает в части обеспечения чувствительности и селективности защит, учитывая, что достаточно полноценно используется информация о токах и напряжениях защищаемого объекта [27].

Дистанционная защита является одним из видов релейной защиты, обеспечивающей автоматическое отключение поврежденных участков электрической системы при коротких замыканиях. Свое название «дистанционная» данный вид защиты получил вследствие того, что контролируемый защитой параметр электрической системы – комплексное сопротивление $\underline{Z}=\underline{U}/\underline{I}$ – во многих случаях пропорционально расстоянию (дистанции) между местом установки защиты и местом короткого замыкания [27].

В сетях сложной конфигурации с несколькими источниками питания простые и направленные токовые защиты не могут обеспечить селективного отключения короткого замыкания. Рассмотрим кольцевую сеть с двумя источниками питания, схема которой представлена на рис. 5.10.

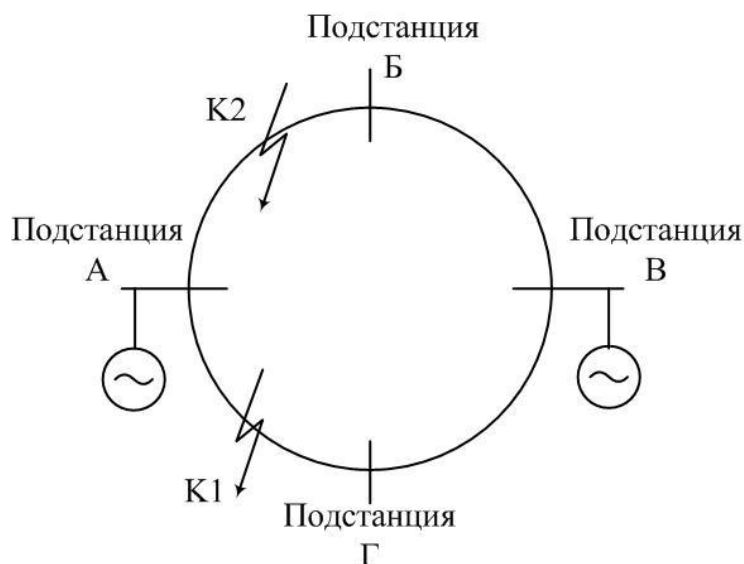


Рис. 5.10. Кольцевая сеть с двумя источниками питания

В случае использования токовой направленной защиты для селективного отключения короткого замыкания в точке К1 время

срабатывания защиты, установленной на подстанции А, должно быть меньше времени срабатывания защиты, установленной на подстанции Б. Для селективного отключения короткого замыкания в точке К2 время срабатывания токовой направленной защиты подстанции Б должно быть меньше времени срабатывания аналогичной защиты на подстанции А. Возникает два одновременно несовместимых условия. В случае же использования дистанционной защиты, время срабатывания которой зависит от расстояния до места короткого замыкания, можно достаточно легко обеспечить селективность в рассматриваемой сети.

Структурная схема дистанционной защиты представлена на рис. 5.11.

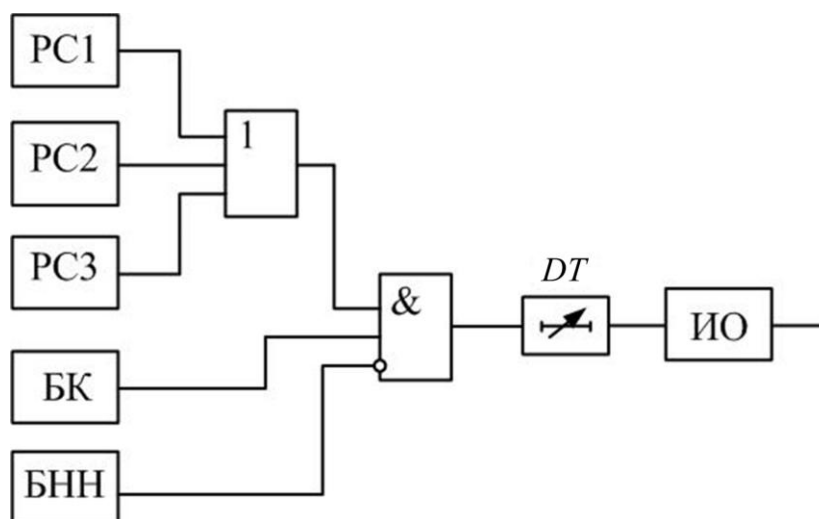


Рис. 5.11. Структурная схема дистанционной защиты

В состав защиты входят реле сопротивления PC1, PC2, PC3 (измерительные органы или дистанционные органы), устройство блокировки защиты в режиме качаний БК, устройство блокировки при неисправности цепей напряжения БНН, выдержка времени DT и исполнительные органы ИО (выходные реле защиты). Далее рассмотрим подробнее основные элементы дистанционной защиты.

5.2.3.1. Дистанционный орган

Основным элементом дистанционной защиты является реле сопротивления, к которому подводятся сигналы U_a , U_b , U_c от трансформаторов напряжения и I_a , I_b , I_c от измерительных трансформаторов тока. Для реализации дистанционной защиты от

междуфазных коротких замыканий используют следующие значения сопротивлений:

$$\begin{aligned}\underline{Z}_{AB} &= \frac{\underline{U}_A - \underline{U}_B}{\underline{I}_A - \underline{I}_B} = \frac{\underline{U}_{AB}}{\underline{I}_{AB}}, \\ \underline{Z}_{BC} &= \frac{\underline{U}_B - \underline{U}_C}{\underline{I}_B - \underline{I}_C} = \frac{\underline{U}_{BC}}{\underline{I}_{BC}}, \\ \underline{Z}_{CA} &= \frac{\underline{U}_C - \underline{U}_A}{\underline{I}_C - \underline{I}_A} = \frac{\underline{U}_{CA}}{\underline{I}_{CA}}.\end{aligned}\tag{5.1}$$

Для реализации дистанционной защиты от однофазных коротких замыканий используют следующие значения сопротивлений:

$$\begin{aligned}\underline{Z}_{A0} &= \frac{\underline{U}_A}{\underline{I}_A + k\underline{I}_0}, \\ \underline{Z}_{B0} &= \frac{\underline{U}_B}{\underline{I}_B + k\underline{I}_0}, \\ \underline{Z}_{C0} &= \frac{\underline{U}_C}{\underline{I}_C - k\underline{I}_0}.\end{aligned}\tag{5.2}$$

Использование указанных выше величин является целесообразным в связи с тем, что при междуфазных коротких замыканиях и соответственно однофазных коротких замыканиях на воздушных линиях их значения дают наиболее полную информацию о расстоянии между местом установки дистанционной защиты и местом короткого замыкания [27], т.е. позволяют определить его с минимальными погрешностями.

Областью срабатывания дистанционных органов (реле сопротивления) называется область в плоскости одного из входных сопротивлений по выражениям 5.1 и 5.2, соответствующая срабатыванию дистанционного органа при нахождении в ней контролируемого параметра $\bar{Z}_{\text{реле}}$ [27].

Характеристикой срабатывания дистанционного органа называется граничная линия в плоскости Z , отделяющая область срабатывания от

области несрабатывания при идеализированных условиях, соответствующих отсутствию влияния на область срабатывания ряда факторов (порога чувствительности, температуры, переходных процессов и т.д.) [27].

В соответствии с дистанционным принципом защиты основным требованием, предъявляемым к характеристикам дистанционных органов, является обеспечение действия при одних удаленностях повреждений и не действия при других удаленностях и в режимах отсутствия повреждений. Для обеспечения этого требования дистанционный орган должен иметь характеристику срабатывания, охватывающую, по крайней мере, линию входного сопротивления при металлических повреждениях на воздушной линии электропередачи (пунктирная характеристика на рис. 5.12). Однако подобная узкая характеристика не обеспечивает полноценную защиту вследствие того, что необходимо учитывать влияние ряда других факторов, также определяющих действие дистанционного органа в режимах наличия и отсутствия повреждений. Наличие этих факторов требует как расширения области срабатывания дистанционного органа для обеспечения охвата возможных повреждений, так и сужения этой области для обеспечения несрабатывания при повреждениях вне защищаемых зон и в режимах отсутствия повреждений [27].

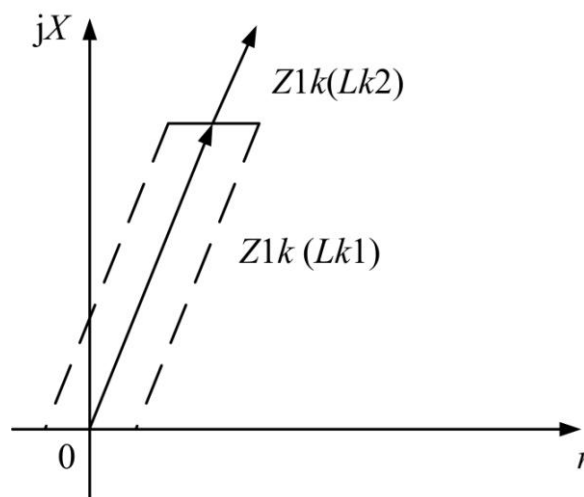


Рис. 5.12. Входное сопротивление дистанционной защиты при различных удаленностях точек короткого замыкания

В первую очередь, это следующие факторы.

1) Переходное сопротивление в месте повреждения. Наличие данного фактора обуславливает необходимость расширения характеристики срабатывания для охвата области входных сопротивлений

при коротких замыканиях через переходное сопротивление. Это связано с тем, что контролируемое сопротивление на зажимах реле определяется по следующему выражению:

$$\vec{Z}_{\text{реле}} = Z_{1\text{уд}} l_{\text{к}} + k_{\text{р}} r_{\text{п}}, \quad (5.3)$$

где $k_{\text{р}}$ – комплексный в общем случае коэффициент распределения токов, учитывающий неодинаковость токов в месте короткого замыкания и в месте установки защиты.

Из выражения (5.3) видно, что при $k_{\text{р}}=1$ линия входного сопротивления 2 сдвинется при этом на величину $r_{\text{п}}$ по отношению к характеристике 1 короткозамкнутой воздушной линии (рис. 5.13), где заштрихованная область соответствует возможным значениям замера при любых значениях переходного сопротивления, меньших $r_{\text{п}}$ и изменении места короткого замыкания на линии.

При $k_{\text{р}} \neq 1$, величина которого зависит от соотношений между сопротивлениями, модулями и фазами Э.д.с. электроэнергетических систем по концам защищаемой линии, замер сопротивления на зажимах реле может располагаться в различных квадрантах плоскости \vec{Z} .

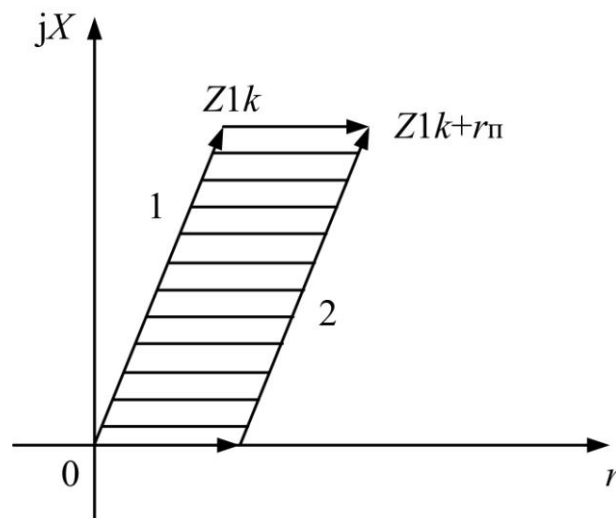


Рис. 5.13. Область замера дистанционной защиты при коротком замыкании через переходное сопротивление

Данные явления могут приводить к отказу или излишнему действию дистанционной защиты, поэтому при формировании характеристики срабатывания их необходимо учитывать.

2) Различие токов в месте установки дистанционной защиты и в месте короткого замыкания для дистанционных органов резервных ступеней. Возможны значительные области расположения вектора входного сопротивления при повреждениях в зонах резервирования, отключаемых с выдержкой времени. Указанные области обусловлены наличием подпитки места повреждения токами от различных источников и расхождением эквивалентных Э.д.с. по фазе. С учетом этого необходимо соответствующее расширение характеристики срабатывания для обеспечения охвата области входного сопротивления при коротком замыкании [27].

3) Изменение областей срабатывания в зависимости от вида повреждения. Пропорциональность входного сопротивления расстоянию до места повреждения обеспечивается для отдельных дистанционных органов лишь при определенных видах повреждения, например для дистанционного органа, к которому подводятся линейные ток и линейное напряжение AB , при КЗ ABC , AB , $AB0$. В остальных случаях вышеуказанного примера дистанционные органы не срабатывают или срабатывают при близких к месту установки защиты повреждениях.

4) Влияние режима нагрузки. Характеристика срабатывания должна иметь такую конфигурацию, чтобы области нахождения входного сопротивления в нагрузочном режиме не пересекались с областями срабатывания [27].

5) Влияние режимов качаний и асинхронного хода. Должно быть обеспечено отсутствие срабатывания дистанционных органов в режимах качаний и асинхронного хода с учетом возможных траекторий вектора входного сопротивления. Обычно это требование обеспечивается дополнительными устройствами. Однако имеется ряд вариантов дистанционных органов, которые отстроены от режимов качаний по принципу действия. В любом случае большая степень отстройки от этих режимов достигается уменьшением областей срабатывания дистанционных органов [27].

6) Погрешности, вносимые измерительными, трансформаторами напряжения и тока. Эти погрешности вызывают подведение к дистанционным органам величин $U_{\text{реле}}$, $I_{\text{реле}}$, не соответствующих имеющемуся в действительности входному сопротивлению. Поэтому характеристика срабатывания должна обеспечивать охват необходимых областей с учетом погрешностей измерительных трансформаторов [27].

7) Факторы, влияющие на статическую устойчивость функционирования дистанционного органа. Конечная чувствительность и

нелинейность элементов дистанционной защиты, влияние температуры и других климатических факторов обуславливают отклонения характеристики срабатывания. Эти отклонения характеризуют статическую устойчивость функционирования дистанционного органа и должны учитываться при обеспечении правильного функционирования дистанционной защиты в нагрузочных и установившихся режимах коротких замыканий [27].

8) Факторы, влияющие на динамическую устойчивость функционирования дистанционного органа. При любых скачкообразных возмущениях в электроэнергетической системе возникают переходные процессы, которые на определенное время искажают входные сигналы $U_{\text{реле}}$, $I_{\text{реле}}$. Это приводит к неправильным действиям дистанционных органов (замедлениям при коротких замыканиях в зонах действия или излишним срабатываниям) и нарушениям динамической устойчивости функционирования. Конфигурация характеристики срабатывания также определенным образом влияет на динамическую устойчивость функционирования дистанционного органа. Так, расширение характеристики срабатывания приводит к уменьшению замедления в переходных режимах, но увеличивает область излишних срабатываний при внешних повреждениях; сужение характеристики срабатывания вызывает обратный эффект.

5.2.3.2. Характеристика срабатывания дистанционного органа

В микропроцессорных терминалах дистанционной защиты наибольшее распространение получила четырехугольная характеристика срабатывания (рис. 5.14). Как правило, в дистанционной защите используется три направленные ступени.

Рассмотрим принципы построения четырехугольной характеристики для первой, второй и третьей ступеней дистанционной защиты.

Как правило, отличие характеристик первой и второй ступеней заключается лишь в расширении области срабатывания у последней, поэтому характеристики первой и второй ступени будем описывать одновременно. Ограничение сверху характеристики срабатывания определяется уставкой (Z_y) дистанционного органа соответствующей ступени, а также вершинами Z_1 , Z_2 , выбираемыми на расстоянии от Z_y с целью охвата дуговых повреждений и обеспечения надежности и быстроты срабатывания с учетом различных влияющих факторов.

Небольшой наклон верхней стороны обеспечивает повышение селективности при внешних дуговых повреждениях (рис. 5.14).

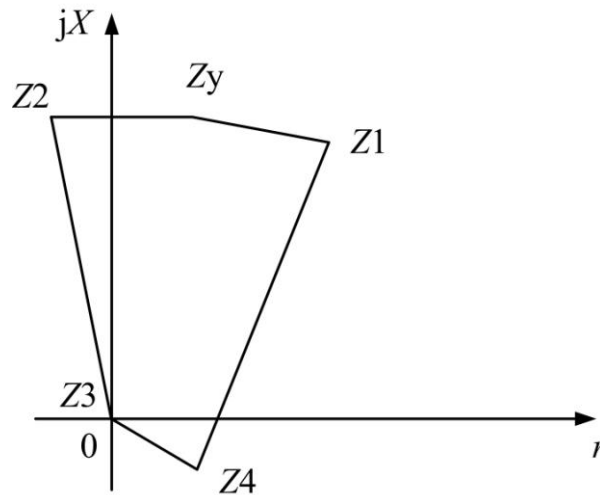


Рис. 5.14. Четырехугольная характеристика срабатывания дистанционного органа

Ограничение справа выбирается на определенном расстоянии от характеристики короткозамкнутой линии с целью охвата дуговых повреждений [27].

С приближением места короткого замыкания к источнику питания значение сопротивления дуги (R_d) падает. Поэтому правая сторона характеристики срабатывания $Z1Z4$ (рис. 5.14) имеет наклон к оси R , учитывающий меньшие возможные значения R_d при близких дуговых замыканиях [27].

Ограничение области действия слева определяется возможными погрешностями дистанционного органа в статических и динамических режимах, в том числе и получением необходимого быстрого действия. Существенное расширение области слева нежелательно ввиду возрастающей подверженности дистанционного органа влиянию качаний и ухудшению динамических характеристик в части расширения областей излишних срабатываний в переходных режимах [27].

Нижняя сторона $Z3Z4$, характеристики в IV квадранте плоскости Z выбирается таким образом, чтобы обеспечить надежное срабатывание при близких повреждениях через переходное сопротивление, когда входное сопротивление располагается вблизи активной оси [27].

Характеристики срабатывания третьей ступени имеют наибольшую зону срабатывания и выполняют функции дальнего резервирования

(охвата смежного элемента сети). При этом необходимо обеспечить охват удаленных повреждений с учетом подпитки места короткого замыкания от других источников и расхождений углов эквивалентных Э.д.с., что обуславливает необходимость охвата значительных областей плоскости Z в верхней части характеристики срабатывания (расширение характеристики срабатывания и увеличение уставок). Однако при этом четырехугольные и круговые характеристики, проходящие или охватывающие начало координат, не обеспечивают отстройку от нагрузочных режимов [27].

5.2.3.3. Устройство блокировки дистанционной защиты при качаниях

Возникновение крупных аварий в энергетических системах характеризуется нарушением баланса мощностей, сопровождающимся отклонением частот генераторов электрических станций, то есть возникновением режима качаний. При этом устройства релейной защиты и автоматики функционируют в условиях, отличающихся от обычных, и во многих случаях могут действовать неправильно, что в свою очередь приводит к отключению новых объектов энергосистем и развитию аварий [27].

Качания – это нарушения синхронной работы генераторов. Качания могут возникнуть вследствие резкого сброса нагрузки на генераторе в результате долго отключающегося короткого замыкания.

На рис. 5.15 представлены две энергосистемы, объединенные линией электропередачи, с нарушенной синхронной работой генераторов из-за появления угла между Э.д.с. E_A и E_B .

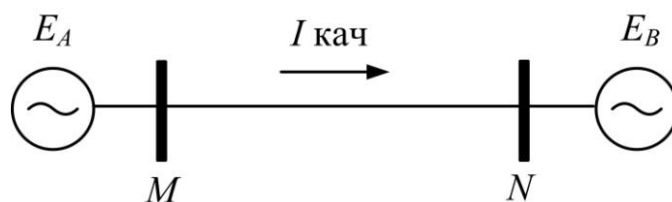


Рис. 5.15. Схематическое представление связи между двумя энергосистемами

Наличие угла δ приводит к появлению уравнительная Э.д.с. ΔE (рис. 5.16). Под действием этой Э.д.с. появляется ток качаний, величина которого может достигать значений, сравнимых с током короткого замыкания.

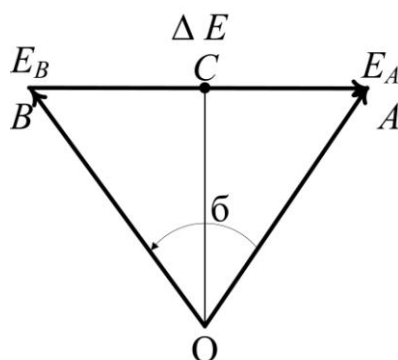


Рис. 5.16. Положение Э.д.с. двух энергосистем в режиме качаний

Полагая, что вектора фазных Э.д.с. (рис. 5.16) равны между собой, то в треугольнике AOB , биссектриса угла δ является медианой и высотой. Тогда по теореме синусов получаем:

$$\frac{BC}{\sin \delta} = \frac{E_B}{\sin 90^\circ},$$

$$BC = E_B \sin \frac{\delta}{2}.$$

Так как $BC=CA$, и $E_A=E_B$, то

$$\Delta E = E_A - E_B = 2E_A \sin \frac{\delta}{2}.$$

Во время качаний напряжение U_p в месте установки дистанционной защиты периодически снижается, а ток I_p в защищаемой линии возрастает, при этом соответственно уменьшается $Z_p = U_p/I_p = Z_{\text{кач}}$ (рис. 5.17). Реагирующие на Z_p измерительные органы дистанционной защиты (реле сопротивления) могут прийти в действие, что вызовет неправильное срабатывание быстродействующих ступеней дистанционной защиты. Вторая и третья ступени имеют выдержку времени, и они, как правило, не успевают сработать за время периода качаний.

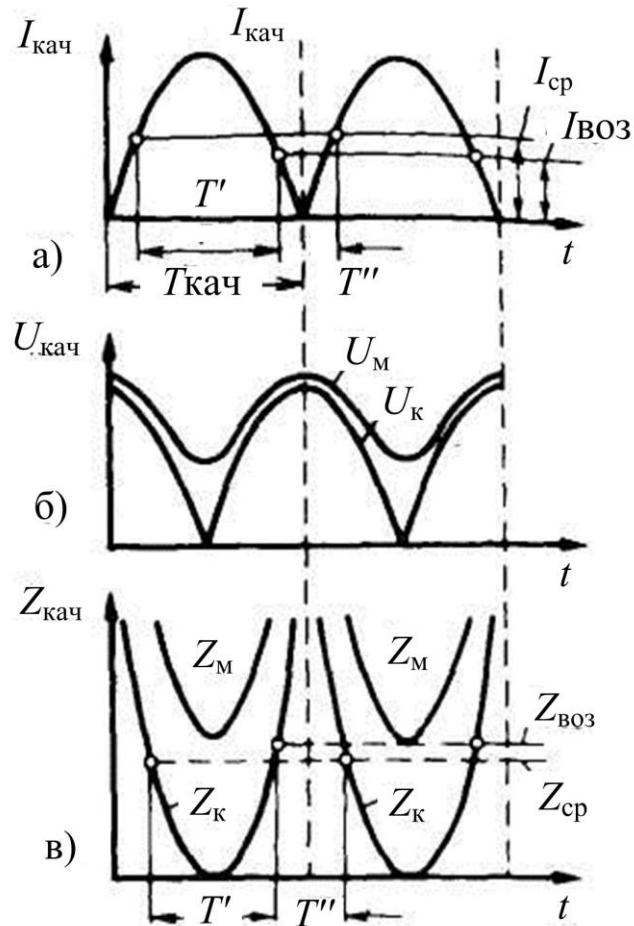


Рис. 5.17. Изменение значений тока, напряжения и сопротивления в точках M и N при качаниях

Для исключения неправильного действия дистанционной защиты используют специальные блокировки от качаний. В режиме качаний блокировка выводит из действия блокируемую ступень дистанционной защиты. Существует несколько критериев отделения качаний от режимов коротких замыканий:

1) Режим качаний является симметричным режимом. Поэтому выделяя симметричные составляющие, например, обратной последовательности можно легко обнаружить режим короткого замыкания и ввести в действие дистанционную защиту. Однако указанные методы в современных микропроцессорных терминалах не используются. Это связано с тем, что устройства, реагирующие на установившиеся значения симметричных составляющих токов или напряжений, не удовлетворяют требованиям чувствительности к удаленным повреждениям в зонах действия резервных ступеней и надежной отстройки от небалансов на выходах фильтров тока и напряжения обратной последовательности,

обусловленных погрешностями измерительных трансформаторов, несимметрией в системе и отклонениями частоты при качаниях существенно больших требуемых токов срабатывания устройств блокировки при качаниях [27].

2) Для исключения указанного выше недостатка в современных микропроцессорных терминалах дистанционной защиты используется устройство блокировки при качаниях, в основу которых положен принцип реагирования на приращение вектора тока или напряжения обратной последовательности.

На рис. 5.18 представлена логическая схема блокировки при качаниях, используемая в микропроцессорном терминале типа БЭ2704 011 ООО НПП «ЭКРА». Блокировка при качаниях состоит из двух каналов (пусковых органов): чувствительный и грубый. Пуск блокировки при качаниях выполняется от чувствительного (блокирующий) пускового органа $DI_{БЛ}$ и грубого (отключающий) пусковой орган $DI_{ОТ}$, контролирующих скорость изменения во времени векторов токов обратной или прямой последовательности.

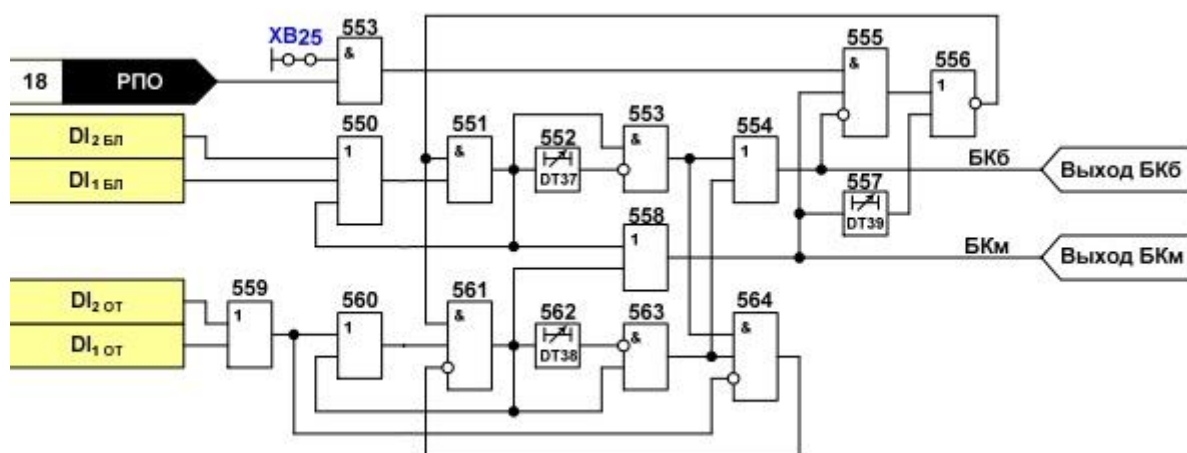


Рис. 5.18. Функциональная схема логической части устройства блокировки при качаниях

Грубый пусковой орган необходим для повторного ввода в работу быстродействующих ступеней дистанционной защиты, например, при повторных коротких замыканиях после автоматического повторного включения выключателя защищаемой линии электропередачи. Схема имеет два выхода. Первый выход БКб используется для ввода в работу быстродействующих ступеней на время определяемое выдержкой времени $DT37$. Второй выход БКм используется для ввода в работу медленнодействующих ступеней на время, определяемое выдержкой времени $DT39$.

5.2.3.4. Блокировка дистанционной защиты при неисправности цепей напряжения

Дистанционная защита по принципу своего действия может так же неправильно подействовать и при неисправности цепей напряжения. Под неисправностью цепей напряжения понимается обрыв провода или короткое замыкание, связанное с отключением автоматов основной или дополнительной обмотки измерительного трансформатора напряжения.

Для исключения неправильной работы дистанционной защиты при неисправности цепей напряжения используется устройство, принцип работы которого основан на сравнении напряжений основной и дополнительной обмоток измерительного трансформатора напряжения. Блокировка не реагирует на аварийные режимы в первичных цепях. Измерительный орган блокировки при неисправности цепей напряжения срабатывает при выполнении следующего условия:

$$|\vec{U}_{\text{БНН}}| \geq U_{\text{БННуст}},$$

где $U_{\text{БННуст}}$ – опорное напряжение (уставка) срабатывания блокировки при неисправности цепей напряжения, а $|\vec{U}_{\text{БНН}}|$ определяется в соответствии с выражением:

$$\vec{U}_{\text{БНН}} = (\vec{U}_{\text{ВН}} + \vec{U}_{\text{СН}} - \vec{U}_{\text{АН}}) + (\vec{U}_{\text{НИ}} - \vec{U}_{\text{ИК}}) / \sqrt{3}. \quad (5.4)$$

Рассмотрим векторную диаграмму (рис. 5.19) в нормальном режиме работы электрической сети, поясняющую принцип работы блокировки при неисправности цепей напряжения.

Для того чтобы определить напряжение, сравниваемое с уставкой устройства блокировки при неисправности цепей напряжения, необходимо вначале найти первое и второе слагаемое выражения 5.4. Первое слагаемое можно представить как сумму трех векторов фазных напряжений, если учесть, что вектор напряжения $\vec{U}_{\text{АН}}$ необходимо брать с обратным знаком. Сумма векторов фазных напряжений $\vec{U}_{\text{ВН}}$, $\vec{U}_{\text{СН}}$ и $-\vec{U}_{\text{АН}}$ определяется путем переноса вектора $\vec{U}_{\text{ВН}}$ (пунктирная линия на рис. 5.19) в конец вектора $\vec{U}_{\text{СН}}$, а вектора $-\vec{U}_{\text{АН}}$ в конец перенесенного вектора $\vec{U}_{\text{ВН}}$. Результат сложения представлен вектором на рис. 5.19, выделенным жирным. Аналогично происходит сложение векторов $\vec{U}_{\text{НИ}} / \sqrt{3}$ и

$-\vec{U}_{ИК} / \sqrt{3}$. В результате образуются два разнонаправленных и одинаковых по модулю вектора (выделены жирным на рис. 5.19), сумма которых равна нулю. Соответственно, блокировка при неисправности цепей напряжения не срабатывает.

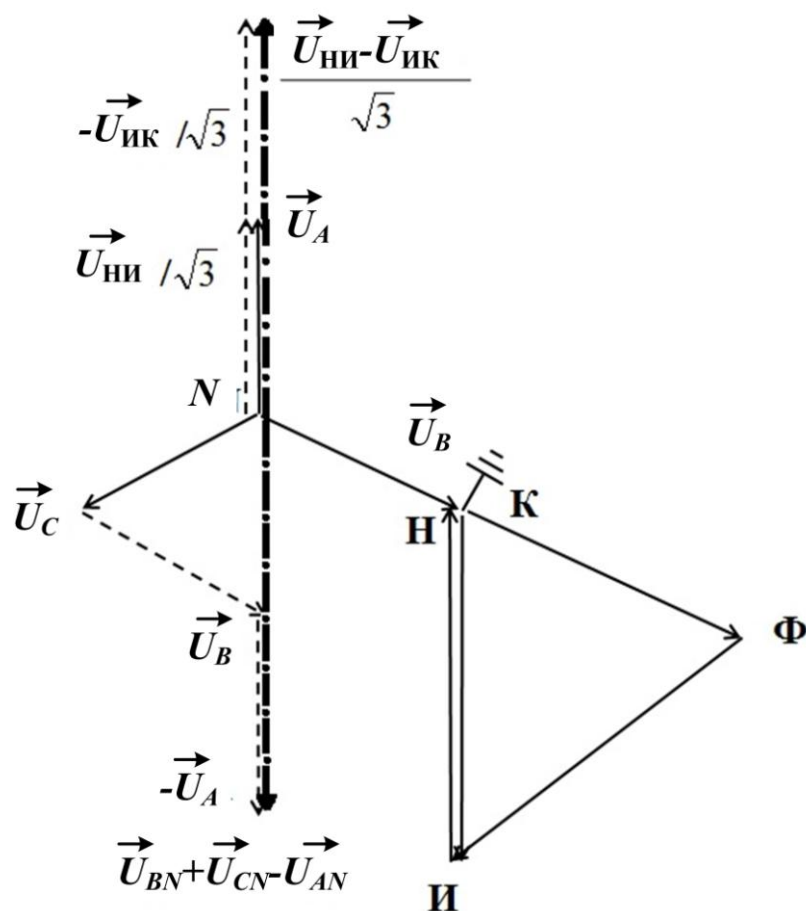


Рис. 5.19. Векторная диаграмма блокировки при неисправности цепей напряжения в нормальном режиме работы электрической сети

Рассмотрим векторную диаграмму блокировки при неисправности цепей напряжения в режиме обрыва вторичной цепи фазы A (рис. 5.20). Также как было описано выше находятся вектора первого и второго слагаемых выражения 5.4. Однако, по сравнению с векторной диаграммой рис. 5.19 вектора первого и второго слагаемых не равны между собой, что приводит к появлению вектора $\vec{U}_{БНН}$, значение модуля которого превышает уставку. Устройство блокировки при неисправности цепей напряжения срабатывает и выводит дистанционную защиту из действия.

последовательности, которые замыкаются по контуру фаза-земля через место повреждения и заземленные нейтрали. Таким образом, при коротком замыкании на землю появление токов нулевой последовательности возможно только в сети, где имеются трансформаторы с заземленными нейтралью. При нескольких заземленных нейтральных ток нулевой последовательности от места повреждения разветвляется между ними обратно пропорционально сопротивлениям ветвей. Если заземлена нулевая точка трансформатора только с одной стороны линии электропередачи, то при коротком замыкании на землю токи нулевой последовательности проходят только на участке между местом повреждения и заземленной нейтралью.

Это позволяет сделать вывод, что распределение токов нулевой последовательности в сети определяется расположением не генераторов, а заземленных нейтралей.

Аналогично максимальной токовой защите токовую защиту нулевой последовательности подразделяют на направленную и ненаправленную. Функционально-логическая схема токовой защиты нулевой последовательности представлена на рис. 5.21.

В состав токовой защиты нулевой последовательности (рис. 5.21) входит реле тока нулевой последовательности (РТНП), реле направления мощности нулевой последовательности (РНМНП) и выдержка времени (DT). Реле мощности нулевой последовательности может быть выведено программной накладкой $SX1$ при необходимости.

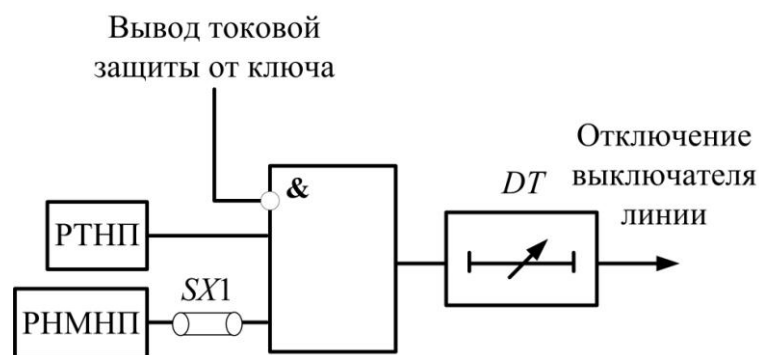


Рис. 5.21. Функционально-логическая схема токовой направленной защиты нулевой последовательности

В соответствии со схемой замещения нулевой последовательности (рис. 5.22) место повреждения является источником несимметрии или другими словами источником напряжения и тока нулевой последовательности. Поэтому при повреждении на защищаемой линии ток

нулевой последовательности и, соответственно, мощность нулевой последовательности будут направлены из линии в шины. При внешнем повреждении – наоборот. На этом принципе основана селективная работа токовой направленной защиты нулевой последовательности. Используемое в защите, реле мощности при принятых ранее положительных направлениях должно иметь зону срабатывания, расположенную в третьем квадранте комплексной плоскости.

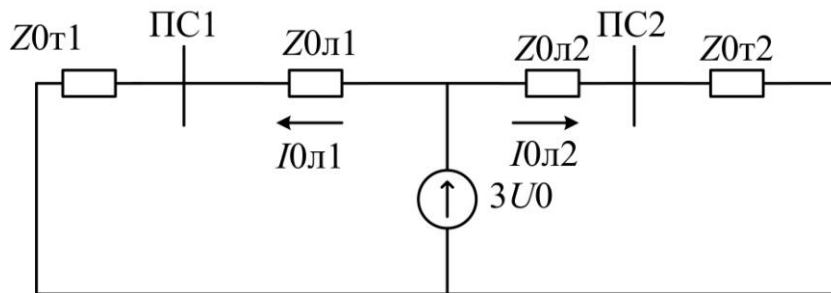


Рис. 5.22. Схема замещения нулевой последовательности

Z_{0T1} – сопротивление нулевой последовательности трансформатора № 1, $Z_{0Л1}$ – сопротивление нулевой последовательности участка линии от места однофазного короткого замыкания до шин подстанции № 1, $Z_{0Л2}$ – сопротивление нулевой последовательности участка линии от места однофазного короткого замыкания до шин подстанции № 2, Z_{0T2} – сопротивление нулевой последовательности трансформатора № 2, $I_{0Л1}$, $I_{0Л2}$ – токи нулевой последовательности линии.

К реле направления мощности нулевой последовательности подводится напряжение и ток нулевой последовательности. В соответствии с [17] реле направления мощности нулевой последовательности терминала, содержащего токовую направленную защиту нулевой последовательности, фирмы НПП «ЭКРА» имеет угол максимальной чувствительности 250° .

Проанализируем работу реле мощности нулевой последовательности с помощью векторной диаграммы (рис. 5.23) при однофазном коротком замыкании на фазе А.

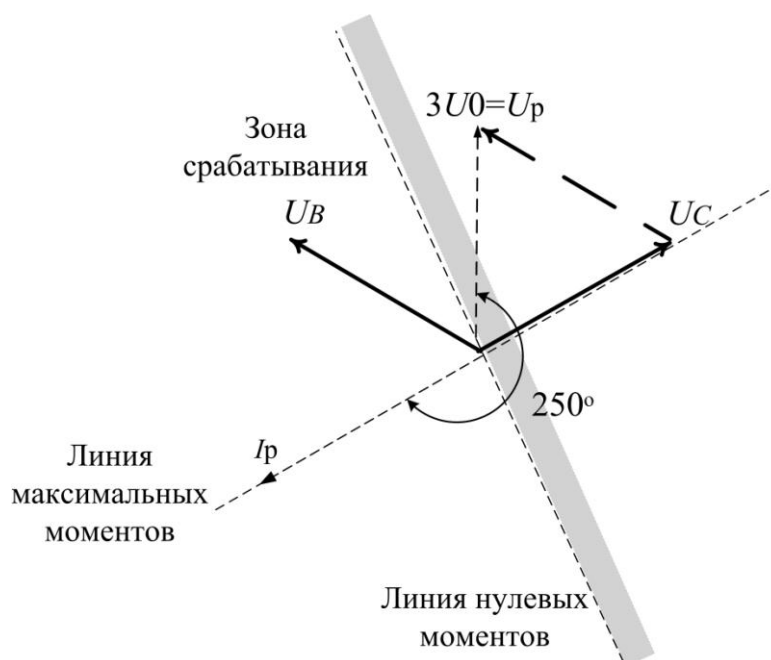


Рис. 5.23. Векторная диаграмма фазного напряжения при однофазном коротком замыкании на землю и характеристика срабатывания реле

За опорный вектор примем вектор напряжения нулевой последовательности и отложим от него по часовой стрелке вектор тока так, чтобы угол между током и напряжением нулевой последовательности был равен 250° . Через вектор тока проведем линию максимальных моментов реле направления мощности нулевой последовательности. А перпендикулярно линии максимальных моментов отложим линию нулевых моментов. Таким образом, зона действия реле направления мощности находится в третьем квадранте, т.е. реле будет срабатывать при направлении мощности из линии в шины.

К недостаткам, свойственным принципу действия токовой защиты нулевой последовательности, следует отнести то, что она реагирует на токи в неполнофазном режиме и может работать ложно при обрыве фазного провода во вторичной цепи трансформатора тока, а направленная токовая защита нулевой последовательности имеет мертвую зону по напряжению при удаленных коротких замыканиях.

5.2.5. Ускорение резервных защит

В соответствии с требованиями [28] (п. 5.9.5) при выводе из работы или неисправности основных быстродействующих защит присоединений и, оставшиеся в работе защиты не обеспечивают полноценную защиту

оборудования, необходимо вводить на присоединениях ускорения резервных защит.

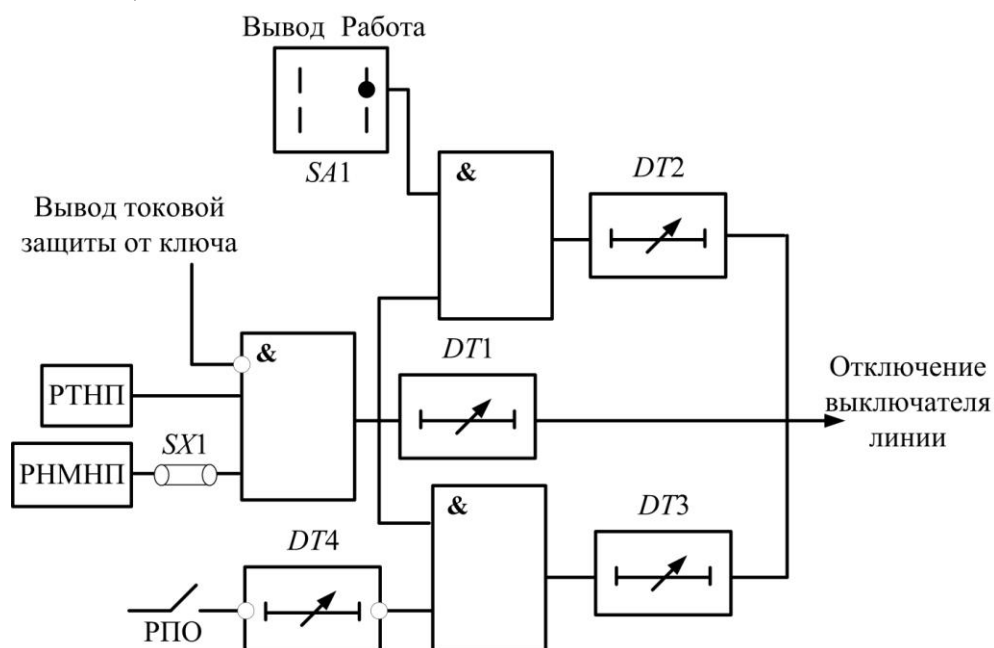


Рис. 5.24. Функциональная схема токовой направленной защиты нулевой последовательности с автоматическим (накладка *SX1* замкнута) и оперативным (ключ *SA1* положении работа) ускорениями

Существует два вида ускорения: автоматическое и оперативное (рис. 5.24).

Первое вводится автоматически по факту появления сигнала от реле положения «отключено», т.е. по факту отключения выключателя присоединения (линии электропередачи). После включения выключателя и пропадания сигнала от реле положения «отключено» автоматическое ускорение остается введенным на некоторое время, определяемое уставкой. Цель данного ускорения – обеспечить надежное быстрое отключение повреждения, появляющегося в момент включения выключателя присоединения, и резервирование действия основных быстродействующих защит.

Оперативное ускорение вводится в работу специально предусмотренным ключом.

Недостатком ускорения резервных защит является нарушение условий селективности, которое исправляется с помощью устройств автоматического повторного включения.

5.3. Основные защиты линий электропередачи

Основные защиты ЛЭП применяются для отключения КЗ в пределах всей защищаемой линии без выдержки времени.

Особенностью основных защит ЛЭП является необходимость наличия каналов связи, по которым происходит обмен информацией между комплектами защит, расположенных на разных концах ЛЭП. Общий принцип работы основных защит ЛЭП основан на сопоставлении информации, имеющейся на одном конце линии с информацией, поступающей по каналам связи с противоположного конца линии.

На сегодняшний день наиболее распространенным видом связи для релейной защиты является высокочастотная (ВЧ) связь по ЛЭП. В СССР первые шаги по использованию для релейной защиты токов высокой частоты, передаваемых по проводам защищаемых ЛЭП, предпринимались ещё в 1923–1928 гг. До появления волоконно-оптических линий связи, использование ВЧ канала по ЛЭП для передачи сигналов устройств релейной защиты являлось единственно приемлемым решением, удовлетворяющим требованиям надёжности и быстродействия.

Основные защиты с использованием ВЧ каналов связи получили название высокочастотных защит, состоящих для двухконцевой линии из двух полукомплектов, расположенных по обоим концам защищаемой ЛЭП. Каждый полукомплект высокочастотной защиты имеет релейную и ВЧ части. ВЧ часть включает в себя ВЧ приемник и ВЧ передатчик (аппаратно это одно устройство, называемое также ВЧ пост) для обмена информацией между полукомплектами защиты, специальная аппаратура присоединения к ЛЭП (ВЧ заградитель, конденсатор связи, фильтр присоединения), и сама ЛЭП, являющаяся каналом для передачи ВЧ сигналов.

В настоящее время применяется два вида высокочастотных защит:

1) дифференциально-фазные защиты (ДФЗ), основанные на сравнении фаз токов по концам защищаемой линии;

2) направленные высокочастотные защиты (НВЧЗ), основанные на сравнении направлений мощности КЗ по концам защищаемой линии.

НВЧЗ, в свою очередь, делятся на защиты, работающие:

– с блокирующими сигналами;

– с разрешающими сигналами.

В НВЧЗ с блокирующим сигналом передаваемый сигнал используется для блокировки действия защиты при внешних КЗ; в НВЧЗ с

разрешающим сигналом – для разрешения действия защиты при внутренних КЗ.

Недостатком НВЧЗ с разрешающим сигналом является сниженная надежность на срабатывание из-за возможного затухания сигнала при возникновении однофазного КЗ на обработанной фазе вблизи фильтра присоединения или трёхфазного КЗ [29]. Поэтому, чтобы отключение произошло как можно скорее, даже если сигнал не пройдет, зачастую используют НВЧЗ с блокирующим сигналом – высокочастотные блокировки (ВЧБ). В дальнейшем будем рассматривать принципы выполнения НВЧЗ на примере устройств ВЧБ.

Волоконно-оптические линии связи (ВОЛС) для передачи информации устройств релейной защиты стали широко применяться с начала XXI века.

Возможность осуществления высокоскоростной передачи данных посредством ВОЛС без влияния на передачу электромагнитных помех обусловило применение другой разновидности основной защиты ЛЭП – дифференциальной защиты линии (ДЗЛ) с цифровым каналом связи. Принцип действия ДЗЛ основан на сравнении векторов тока в начале и конце защищаемой линии.

В СССР использовались устройства ДЗЛ с передачей аналоговых сигналов тока по металлическим контрольным проводам. Однако недопустимое увеличение сопротивления соединительного кабеля на протяжённых ЛЭП, большая вероятность повреждения кабеля во вторичных цепях ДЗЛ, а также высокая стоимость работ по его прокладке ограничивали область применения ДЗЛ линиями малой протяженности (до 20 км) без отпаек [30].

Современный уровень техники позволил расширить область применения ДЗЛ за счёт использования ВОЛС для передачи информации с одного конца ЛЭП на другой. В результате появилась возможность реализовать защиту ДЗЛ протяженных линий, длина которых может превышать сотни километров [31].

5.3.1. Требования по установке основных защит линий электропередачи

Для линий электропередачи напряжением 110–220 кВ вопрос о типе основной защиты, в том числе о необходимости применения защиты, действующей без замедления при КЗ в любой точке защищаемого участка, должен решаться в первую очередь с учетом требования сохранения устойчивости работы энергосистемы. При этом, если по расчетам

устойчивости работы энергосистемы не предъявляются другие, более жесткие требования, может быть принято, что указанное требование, как правило, удовлетворяется, когда трёхфазные КЗ, при которых остаточное напряжение на шинах электростанций и подстанций ниже $0,6-0,7 U_{\text{ном}}$, отключаются без выдержки времени [32].

Для линий электропередачи напряжением 330 кВ и выше должна быть предусмотрена как минимум одна основная защита, действующая без замедления при КЗ в любой точке защищаемого участка.

Два комплекта основной защиты ЛЭП обычно устанавливаются в следующих случаях:

- на ЛЭП, отходящих от атомных электростанций;
- на межгосударственных линиях электропередачи;
- на ЛЭП, при коротком замыкании на которых и отказе быстродействующих защит увеличение времени отключения короткого замыкания приводит к нарушению устойчивости энергосистемы.

При реализации двух основных защит ЛЭП должны предусматриваться каналы связи по одному из следующих вариантов [33]:

- два ВЧ канала, организованные по разным фазам, защищаемой ЛЭП;
- два взаимно резервируемых цифровых канала по волоконно-оптической линии связи (ВОЛС) с резервированием как в каналообразующей аппаратуре связи, так и в кабеле связи (желательно использовать высокоскоростную транспортную цифровую сеть, организованную по кольцевой схеме), при этом рекомендуется обеспечивать географическое разделение маршрутов их прокладки;
- один цифровой канал связи, организованный по ВОЛС, и один высокочастотный (ВЧ) канал, при этом рекомендуется обеспечивать отдельный маршрут прокладки цифрового канала связи.

5.3.2. Высокочастотная блокировка

Наибольшее применение ВЧБ получила на ЛЭП напряжением 110–220 кВ с ответвлениями. Это связано с тем, что при применении защиты на многоконцевых линиях ВЧБ зачастую оказывается предпочтительней по сравнению с ДФЗ по условиям чувствительности [34].

Схема подключения ВЧБ к цепям тока, напряжения и к высокочастотному каналу связи представлена на рис. 5.25.

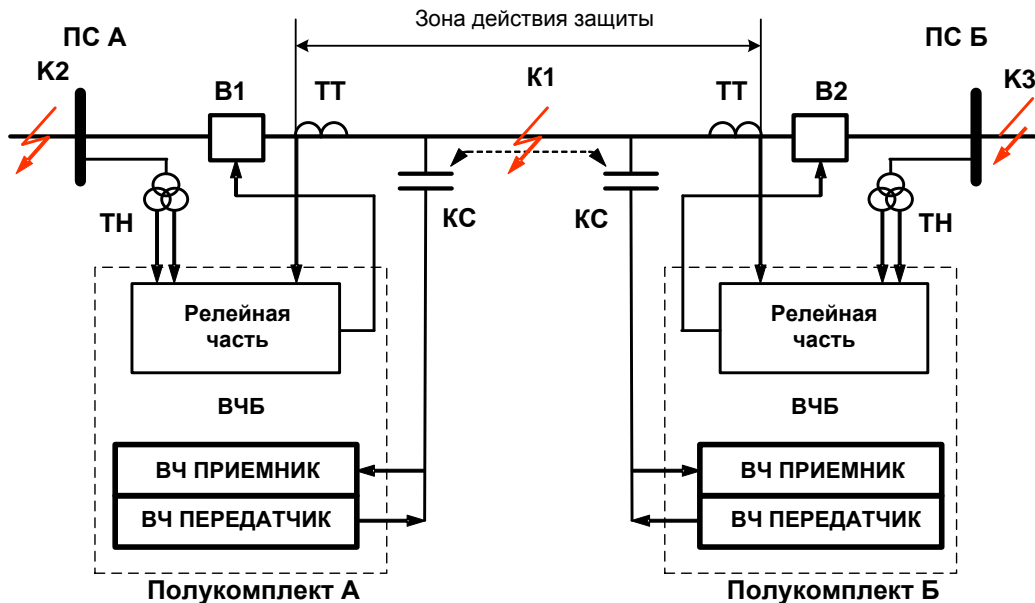


Рис. 5.25. Схема подключения ВЧБ к цепям тока, напряжения и к высокочастотному каналу:

В1, В2 – высоковольтные выключатели; ТТ – трансформаторы тока;

ТН – трансформаторы напряжения; КС – конденсаторы связи;

ПС А, ПС Б – подстанции, на которых размещаются полуккомплекты ВЧБ;

К1, К2, К3 – места рассматриваемых КЗ

Все элементы релейной части ВЧБ могут быть подразделены на следующие основные органы:

- органы пуска ВЧ приёмопередатчика;
- органы останова ВЧ приёмопередатчика.

Принцип действия ВЧБ основан на косвенном сравнении направления мощности по концам защищаемой ЛЭП (рис. 5.26). При возникновении любого КЗ, внутреннего или внешнего, срабатывают органы пуска обоих полуккомплектов ВЧБ, запускают свои ВЧ приёмопередатчики и подготавливают цепи отключения защиты.

Если запущен ВЧ передатчик хотя бы на одном конце ЛЭП (режим соответствует повреждениям К2 и К3 на рис. 5.25), то в ВЧ канале имеется ВЧ сигнал, который принимается ВЧ приемниками на обоих концах ЛЭП (рис. 5.26), при этом работа ВЧБ блокируется.

Если защита на каком-либо конце ЛЭП определяет, что направление КЗ – в сторону защищаемой ЛЭП, то срабатывают органы останова и останавливает свой ВЧ передатчик.

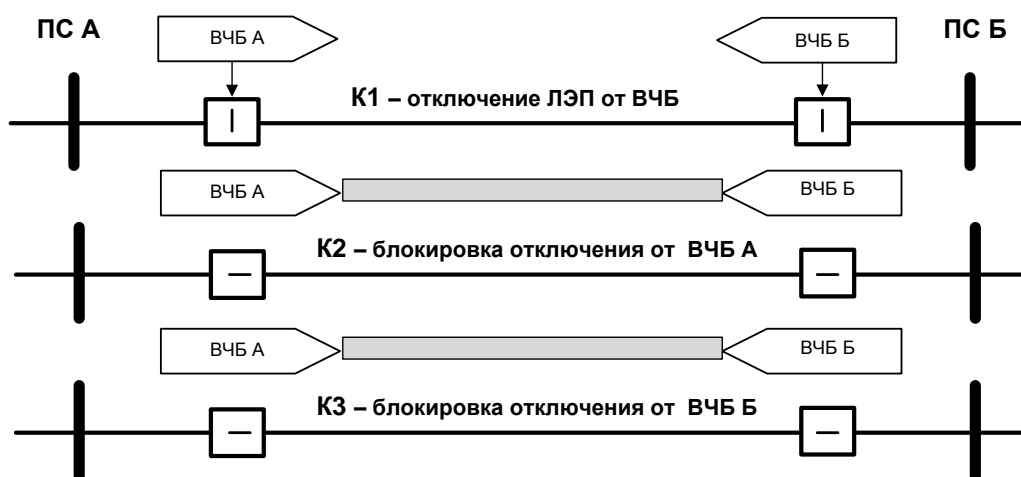


Рис. 5.26. Принцип действия ВЧБ

Если КЗ находится на защищаемой ЛЭП (режим соответствует повреждению К1 на рис. 5.25), то на каждом конце ЛЭП направление КЗ совпадает с направлением от шин в линию. При этом в обоих полукомплектах защиты срабатывают органы остановки и останавливают свои ВЧ передатчики. После исчезновения ВЧ сигнала в ВЧ канале оба полукомплекта защиты отключают свои выключатели по концам защищаемой ЛЭП.

В зависимости от фирмы-производителя защиты, а также года выпуска защиты выполнение органов пуска и органов остановки ВЧБ может иметь свои особенности.

Пуск ВЧ передатчика может быть:

- ненаправленный, действующий независимо от направления мощности короткого замыкания;
- направленный, действующий при направлении мощности короткого замыкания к шинам.

В первых отечественных устройствах ВЧБ типа ЭПЗ-1643 (микропроцессорный аналог ООО «НПП ЭКРА» БЭ2704 032) использовался ненаправленный пуск ВЧ приёмопередатчика, а орган пуска ВЧ передатчика выполнялся с использованием:

- устройства блокировки при качаниях для действия при междуфазных КЗ;
- реле тока нулевой последовательности для действия при коротких замыканиях на землю.

При этом орган остановки ВЧ передатчика выполнялся с использованием:

- направленных реле сопротивления для действия при междуфазных КЗ;

– направленных реле направления мощности нулевой последовательности, а также специально предусмотренных реле тока и напряжения нулевой последовательности для действия при КЗ на землю.

Пусковые органы, направленное реле сопротивления и реле направления мощности в типовой отечественной панели ВЧБ типа ЭПЗ-1643 не являлись самостоятельными, а использовались реле повторители дистанционных и токовых защит нулевой последовательности линии (ЭПЗ-1636 или ПЗ-159), что снижало надежность работы ВЧБ при неисправностях указанных защит линий электропередачи.

Позднее, для реализации защит с абсолютной селективностью многоконцевых и двухконцевых линий ВНИИЭ, ВНИИР при участии института «Энергосетьпроект» была разработана панель ВЧБ типа ПДЭ-2802 на микроэлектронной элементной базе [35]. ПДЭ-2802 имеет собственные пусковые органы и органы останова. При несимметричных повреждениях сравниваются направления мощности обратной последовательности, а при симметричных – фазные мощности. В первом случае в качестве органа останова и пускового органа используются реле направления мощности, реле тока и напряжения обратной последовательности, во втором – направленные реле сопротивления, включённые на разность тока двух фаз и междуфазное напряжение тех же фаз.

Микропроцессорные ВЧБ выпускаются как российскими, так и зарубежными производителями.

Наибольшее распространение при выполнении ВЧБ среди зарубежных производителей получили многофункциональные терминалы фирмы Siemens и фирмы АВВ, включающие дистанционную защиту от всех видов КЗ и токовую направленную защиту нулевой последовательности от КЗ на землю [29]. Таким образом, при возникновении однофазных КЗ, являющихся наиболее вероятным видом повреждений в сетях с заземлённой нейтралью, представляется возможным реализовать в одном терминале защиту абсолютной селективности с использованием как токового направленного, так и дистанционных принципов, что повышает надёжность ликвидации аварии.

Особенностью ВЧБ иностранных производителей также является возможность направленного пуска ВЧ передатчика, выполненного с использованием направленных реле сопротивления и реле направления мощности нулевой или обратной последовательности.

Различные исполнения ВЧБ выпускаются российскими производителями – ООО «НПП ЭКРА», ИЦ «БРЕСЛЕР», НТЦ «Механотроника» [36]. Принципы выполнения данных устройств, как

правило, повторяют принципы выполнения отечественных электромеханических и микроэлектронных панелей ВЧБ. Так, например, терминал БЭ2704 032 НПП «ЭКРА» является аналогом панели ЭПЗ-1643, а терминал БЭ2704 031 НПП «ЭКРА» – панели ПДЭ-2802.

5.3.2.1. Высокочастотная блокировка на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2704 031

Рассмотрим функциональную схему и алгоритмы работы при различных режимах микропроцессорной ВЧБ на примере терминала БЭ2704 031 ООО «НПП ЭКРА» [37].

Программное обеспечение ВЧБ терминала БЭ2704 031 (рис. 5.27) содержит следующие пусковые (ПО) и измерительные органы (ИО):

- ПО, реагирующие на ток обратной последовательности, с выходами $I_{2\text{БЛ}}$ для пуска блокирующего ВЧ сигнала и $I_{2\text{ОТ}}$ для подготовки цепей отключения с отдельной регулировкой уставок;

- ПО, реагирующие на напряжение обратной последовательности, с выходами $U_{2\text{БЛ}}$ для пуска блокирующего ВЧ сигнала и $U_{2\text{ОТ}}$ для подготовки цепей отключения с отдельной регулировкой уставок;

- ИО направления мощности обратной последовательности $M_{2\text{ОТ}}$ с пуском от $I_{2\text{БЛ}}$ и $U_{2\text{БЛ}}$ для действия на блокировку пуска ВЧ сигнала и с пуском от $I_{2\text{ОТ}}$ и $U_{2\text{ОТ}}$ для действия на отключение;

- 3 ИО сопротивления $Z_{\text{ОТ}}$, включенные на линейное напряжение АВ, ВС, СА и соответствующие разности фазных токов, объединённые по схеме ИЛИ (на рис. 5.27 показан одним общим элементом $Z_{\text{ОТ}}$), для действия на отключение при трёхфазных КЗ с блокировкой при качаниях;

- 3 ИО сопротивления $Z_{\text{БЛ}}$, включенные на линейное напряжение АВ, ВС, СА и соответствующие разности фазных токов, объединённые по схеме ИЛИ (на рис. 5.27 показан одним общим элементом $Z_{\text{БЛ}}$), для пуска блокирующего ВЧ сигнала при трёхфазных КЗ.

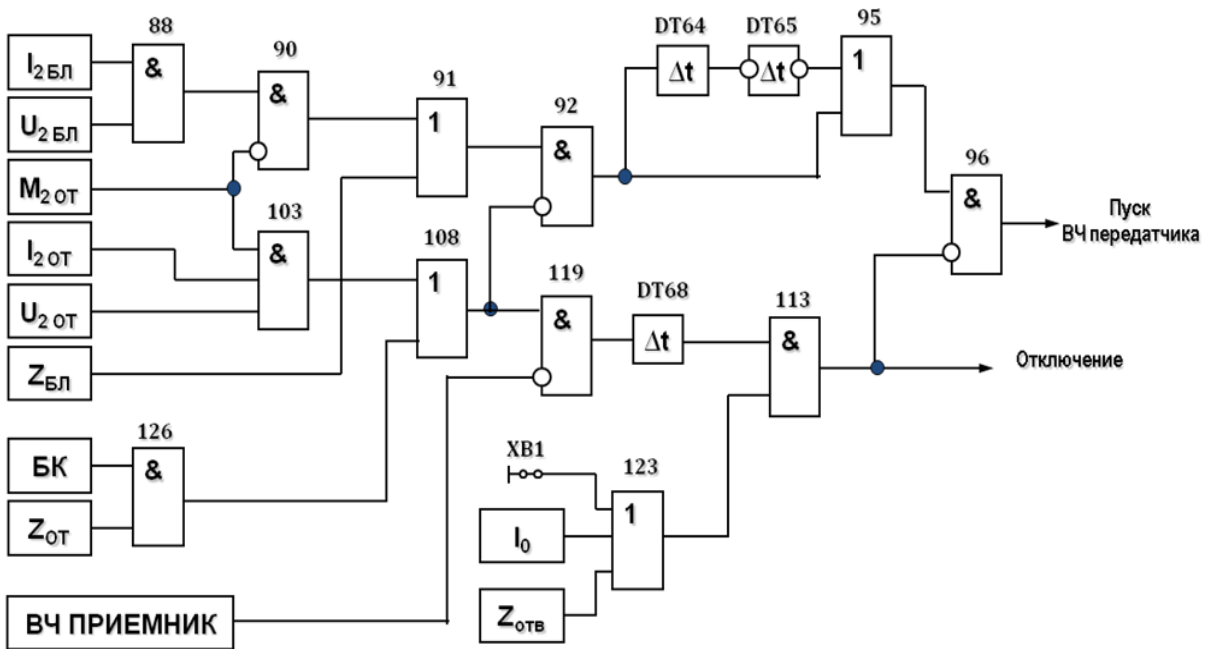


Рис. 5.27. Упрощённая функциональная схема ВЧБ терминала БЭ2704 031

При наличии на ЛЭП ответвления, без установки на нем ВЧ защиты, предусмотрены органы, позволяющий отстроиться от КЗ за трансформатором ответвления:

- ПО тока нулевой последовательности I_0 ;
- 3 ИО сопротивления $Z_{ОТВ}$, включенные на линейные напряжение AB, BC, CA и соответствующие разности фазных токов, объединённые по схеме ИЛИ (на рис. 5.27 показан одним общим элементом $Z_{ОТВ}$).

В функциональной схеме предусмотрена также возможность выбора режима работы ВЧБ в сети с тяговой нагрузкой с использованием специальной программной накладке (на рис. 5.27 не показано). В этом режиме ПО $I_{2БЛ}, I_{2ОТ}$ выводятся из работы. Пуск ВЧ передатчика и подготовка цепей отключения в этом случае производится от ПО $DI_{БЛ}, DI_{ОТ}$, которые контролируют скорость изменения во времени векторов тока обратной и прямой последовательности, срабатывают при скачкообразном изменении тока КЗ и отстроены от плавного изменения токов, обусловленных тяговой нагрузкой.

Действие ВЧБ при несимметричных КЗ вне защищаемой зоны. В случае несимметричного повреждения в каждом полукомплекте защиты срабатывают ПО $I_{2БЛ}, U_{2БЛ}$ (рис. 5.27) и по цепи через логические элементы И (88, 90), ИЛИ (91), И (92), ИЛИ (95), И (96) и дискретный выход терминала осуществляется ненаправленный пуск ВЧ передатчика.

При внешнем несимметричном КЗ в точке К2 (рис. 5.25) в полукомплекте Б срабатывает M_{2OT} и блокирует цепь пуска ВЧ передатчика на элементе И (90). В полукомплекте А передатчик останется запущенным, так как ИО M_{2OT} не срабатывает.

При срабатывании в полукомплекте Б ПО I_{2OT} , U_{2OT} через элемент И (103), ИЛИ (108) сформируются сигнал блокировки пуска ВЧ передатчика на элементе И (92), и через элементы И (103), ИЛИ (108) – сигнал в цепь отключения.

Так как для повышения селективности ВЧБ в цепи отключения предусмотрена выдержка времени на срабатывание $DT68$, выходной сигнал которой будет заблокирован ВЧ сигналом от полукомплекта А, который придет на вход элемента И (119) раньше, чем отработает выдержка времени $DT68$.

С целью защиты от кратковременных сигналов помех на выходе ВЧ приемника в тех случаях, когда длительность помех не превышает выдержку времени $DT67$ (на рис. 5.27 не показано), выдержка времени на срабатывание $DT68$ увеличивается на время суммарной длительности помех.

В полукомплекте А защиты ИО M_{2OT} не срабатывает, поэтому действие в цепь отключения не выдается. Таким образом, при внешних несимметричных КЗ действие ВЧБ на отключение защищаемой ЛЭП не происходит.

Действие ВЧБ при симметричных КЗ вне защищаемой зоны. При симметричных КЗ вне защищаемой зоны (точка К2, рис. 5.25) за счет предварительной несимметрии первоначально работают ПО $I_{2БЛ}$, $U_{2БЛ}$ (рис. 5.27) обоих полукомплектов защит и запустят их ВЧ передатчики.

В полукомплекте А работает ИО $Z_{БЛ}$ и через логический элемент ИЛИ (91) подействует в цепь пуска ВЧ передатчика. Одновременно происходит пуск схемы блокировки при качаниях. Если в течение времени ввода (обычно 0,4 с) от БК в полукомплекте Б работает ИО Z_{OT} , то на выходе логического элемента И (126) появится сигнал, действующий через элемент ИЛИ (108) в цепь отключения.

Однако действия на отключение полукомплекте Б не произойдет, так как сигнал с выхода элемента И (119) будет заблокирован ВЧ сигналом от полукомплекта А раньше, чем закончится набор выдержки времени на срабатывание $DT68$.

Действие ВЧБ при несимметричных КЗ на защищаемой линии. При несимметричном КЗ на защищаемой ЛЭП (точка К1, рис. 5.25) первоначально работают ПО $I_{2БЛ}$, $U_{2БЛ}$ (рис. 5.27) каждого полукомплекта защит и обеспечат ненаправленный пуск ВЧ передатчиков.

Затем в каждом полукомплекте сработает ИО M_{2OT} и заблокируется цепь пуска ВЧ передатчика на элементе И (90). Также сработают ПО I_{2OT} , U_{2OT} , через элементы И (103), ИЛИ (108) сформируется сигнал блокировки пуска ВЧ передатчика на элементе И (92) и через элемент И (119) – сигнал в цепь отключения на набор выдержки времени $DT68$. Так как на втором входе элемента И (119) блокирующий сигнал от ВЧ приемника отсутствует, через выдержку времени $DT68$ на выходе этого элемента появится логический сигнал «1», который поступит на вход элемента И (113). Второй вход элемента И (113) контролируется срабатыванием ИО Z_{OTB} и ПО I_0 по схеме ИЛИ (123) при наличии на ЛЭП ответвления.

Если защищаемая ЛЭП без ответвлений, то программной накладкой $XB1$ выбирается режим, когда сигнал «1» на нижнем входе элемента И (113) присутствует постоянно.

Выходной сигнал «1» с элемента И (113) действует в цепи отключения, и, через инверсный вход элемента И (96) действует также на запрет пуска ВЧ передатчика.

При отказе одной или двух фаз выключателя в ходе отключения КЗ в защищаемой зоне ИО M_{2OT} может вернуться в исходное состояние. Однако возврата защиты при этом не произойдет, так как предусмотрен подхват сигнала срабатывания в цепи отключения, который исчезает только при одновременном возврате ПО $I_{2БЛ}$, ИО $Z_{БЛ}$, ИО Z_{OT} (на рис. 5.27 не показано). Это необходимо в случае отказа одной или двух фаз выключателя в ходе отключения КЗ и последующем возврате ИО M_{2OT} в несработавшее состояние.

Действие ВЧБ при симметричных КЗ на защищаемой линии. При симметричном КЗ в защищаемой зоне (точка К1, рис. 5.25) за счет наличия предварительной несимметрии первоначально сработают ПО $I_{2БЛ}$, $U_{2БЛ}$ (рис. 5.27) обоих полукомплектов защит и произойдет ненаправленный пуск ВЧ передатчиков.

Одновременно происходит пуск схемы блокировки при качаниях. Схема блокировки при качаниях в течение времени ввода (обычно 0,4 с) после пуска разрешает прохождение сигнала срабатывания ИО Z_{OT} на отключение через элемент И (126) и затем блокирует его до окончания отработки выдержки времени вывода (обычно 8 с). Сигнал срабатывания ИО Z_{OT} через элементы И (126), ИЛИ (108), И (92) запрещает пуск ВЧ передатчика и через элемент ИЛИ (108) действует в цепь отключения. Если сигнал на отключение удерживается в течение времени, превышающего выдержку времени $DT68$, то цепь на отключение отработает аналогично как при несимметричных КЗ.

При симметричном КЗ вблизи шин и отказе трех фаз выключателя ИО Z_{OT} после срабатывания может вернуться в исходное состояние. Однако возврата защиты при этом не произойдет, так как обеспечивается подхват сигнала срабатывания в цепи отключения, который исчезает только при одновременном возврате ПО $I_{2БЛ}$, ИО $Z_{БЛ}$, ИО Z_{OT} (на рис. 5.27 не показано).

Поведение ВЧБ при реверсе мощности. При наличии параллельных ЛЭП и возникновении КЗ на одной из них (точка К, рис. 5.28, а) отключение поврежденной ЛЭП выполняется защитами, установленными на ее концах (полукомплект А и полукомплект Б). Однако в процессе отключения возможен режим, когда полукомплектами ВЧБ внешнее повреждение может рассматриваться как внутреннее.

Для варианта направления мощности, показанного на рис. 5.28, а, полукомплект А воспринимает КЗ как внешнее и пускает ВЧ передатчик, блокируя полукомплект Б, который может сработать на отключение. Если на поврежденной ЛЭП первым отключится выключатель В3, то на неповрежденной ЛЭП возможно изменение направления (реверс) мощности (рис. 5.28, б).

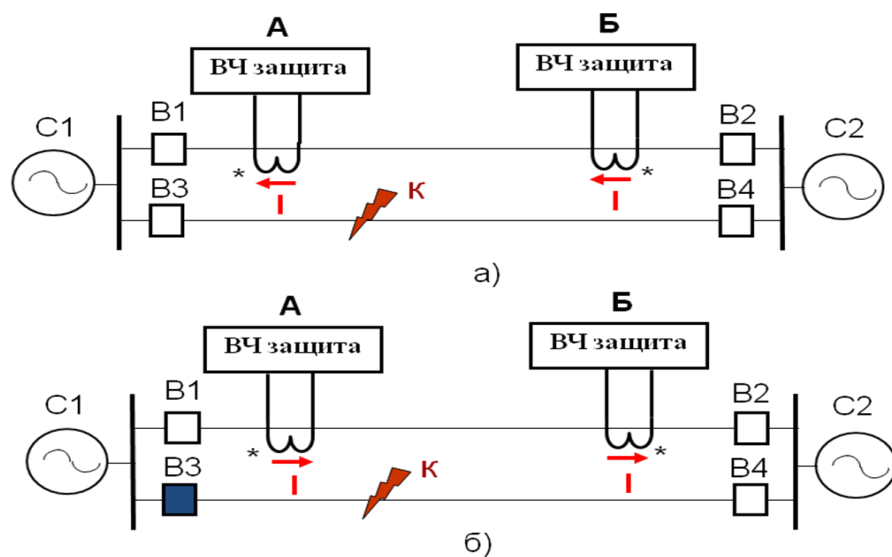


Рис. 5.28. Реверс мощности при КЗ на параллельной ЛЭП (а) и отключении выключателя В3 (б)

Возможно, что в полукомплекте А переориентация и срабатывание ИО M_{2OT} произойдет раньше, чем соответствующая переориентация и возврат в несработавшее состояние ИО M_{2OT} полукомплекта Б. После отключения выключателя В4 все ПО и ИО защит полукомплектов А и Б

вернутся в несработавшее состояние, но из-за неодновременной переориентации ИО M_{2OT} в промежутке времени, когда оба ИО M_{2OT} находятся в сработавшем состоянии, приемопередатчики обоих полукомплектов будут остановлены и защита может успеть подействовать на отключение выключателей В1 и В2.

Для исключения излишнего действия на отключение в рассмотренном выше режиме в схеме логики предусмотрено продление сигнала пуска ВЧ передатчика на выдержку времени, определяемую элементом времени $DT65$, если он непрерывно существовал в течение времени, большего выдержки, определяемой элементом времени $DT64$ (рис. 5.27).

Тогда, в рассматриваемом на рис. 5.28 случае, если ВЧ передатчик полукомплекта Б будет запущен в течение времени не менее 0,04 с ($DT64$) (минимально возможное время отключения выключателя В3 от момента возникновения КЗ), то независимо от реверса мощности по линии он останется работающим еще в течение времени 0,025 с ($DT65$) (максимальное время разброса во временах отключения выключателей В3 и В4), обеспечив тем самым блокировку действия на отключение полукомплектов А и Б до отключения поврежденной линии.

Работа ВЧБ на ЛЭП с ответвлениями. При работе ВЧБ на ЛЭП с ответвлениями программной накладкой ХВ1 вводятся в работу дополнительные ИО сопротивления $Z_{отв}$ и ПО I_0 . Выходы ИО $Z_{отв}$ и ПО I_0 , включенные по схеме ИЛИ (123), контролируют цепь отключения на элементе И (113), обеспечивая действие на отключение при КЗ на ЛЭП и отстройку от КЗ за трансформатором ответвления.

ПО I_0 отстроен от КЗ на землю за трансформатором, так как при таком КЗ по ЛЭП не протекает ток нулевой последовательности. Также ПО I_0 отстраивается от броска тока намагничивания (БТН) нулевой последовательности, который может возникнуть при опробовании ЛЭП с ненагруженным трансформатором на ответвлении. При наличии в измеряемом токе нулевой последовательности бестоковых пауз длительностью более 3,5 мс, происходит блокировка действия ПО I_0 (известно, что для БТН характерно наличие бестоковых пауз около 7–10 мс).

Для обеспечения срабатывания ВЧ защиты при включении выключателя на КЗ с большой апериодической слагающей в токе КЗ, насыщающей измерительные трансформаторы тока в первые периоды после включения выключателя, предусмотрен ПО $I_{0отс}$, включенный по схеме ИЛИ (123) (на рис. 5.27 не показан), имеющий нерегулируемую

уставку по току ($7 \cdot I_{\text{НОМ}}$), отстроенную от БТН по амплитуде тока нулевой последовательности.

Поведение ВЧБ при неисправностях в цепях напряжения. При неисправностях в цепях напряжения могут сработать ИО $Z_{\text{ОТ}}$, $Z_{\text{БЛ}}$, $Z_{\text{ОТВ}}$. Ложного действия на отключение защиты от ИО $Z_{\text{ОТ}}$ при этом не произойдет, так как нет условий для пуска БК.

Поэтому устройство БНН при обнаружении неисправности действует с выдержкой времени 5 с ($DT10$) на сигнализацию и, при необходимости, выбором положения программной накладки $XВ3$, на пуск ВЧ передатчика (рис. 5.29).

После устранения неисправностей сигнал пуска ВЧ передатчика от устройства БНН снимается нажатием кнопки «Съем сигнализации».

Для контроля одновременного исчезновения трех фазных напряжений используются три реле минимального напряжения в фазах A , B и C , включенные по схеме И (рис. 5.29). В этом случае также с выдержкой времени 5 с ($DT54$) осуществляется действие на сигнализацию и, при необходимости, выбором положения программной накладки $XВ3$, на пуск ВЧ передатчика. После восстановления всех фазных напряжений сигнал пуска ВЧ передатчика снимается автоматически.

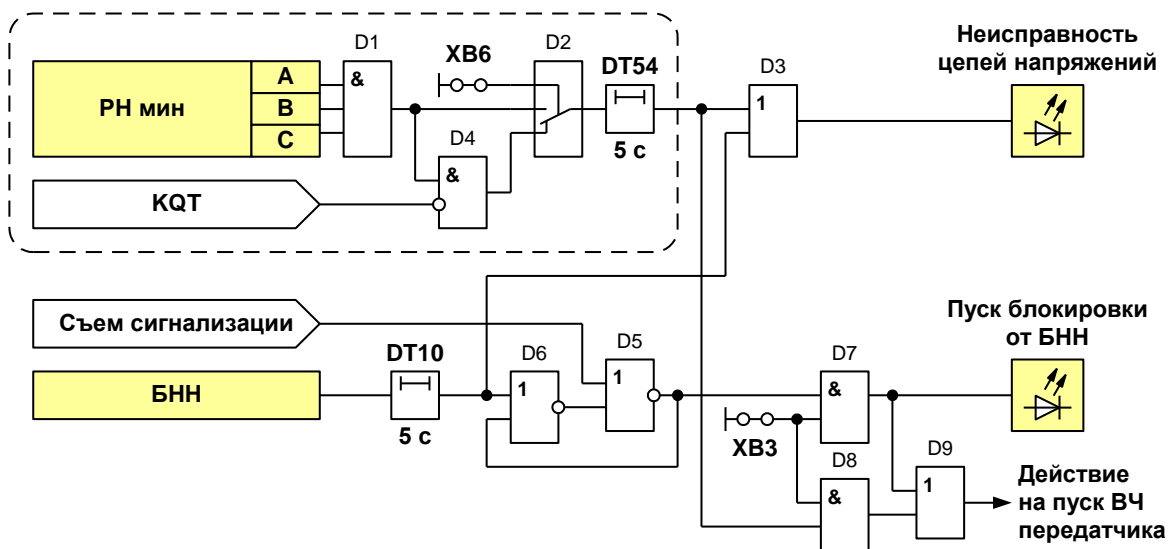


Рис. 5.29. Схема пуска ВЧ передатчика при срабатывании устройства БНН

При установке измерительного трансформатора напряжения на линии, программная накладка $XВ6$ устанавливается в положение «1», что соответствует нижнему положению переключателя $D2$. В этом случае описанная выше цепочка дополнительно контролируется сигналом $KЗТ$.

5.3.3. Дифференциально-фазная защита

Первые попытки создания ДФЗ были предприняты в 40-х гг. прошлого века как в СССР, так и за рубежом. В частности, в 1941 г. на Харьковском электромеханическом заводе были выпущены первые опытные образцы ДФЗ типа КРЗ-151. В 1944–1945 гг. появились первые сведения о введению в эксплуатацию ДФЗ рядом американских фирм: Westinghouse, General Electric и др. Кроме этого в это же время велись разработки образцов ДФЗ в Швеции и Франции [38].

Однако зарубежные исполнения ДФЗ имели существенные недостатки по сравнению с отечественными, проявлявшиеся прежде всего при сложных видах повреждений на ЛЭП, что привело к практически полному отказу от применения подобных защит за рубежом.

Главными преимуществами ДФЗ, по сравнению с ВЧБ, являются:

- для ЛЭП напряжением 110-220 кВ без ответвлений – независимость работы ДФЗ от наличия цепей напряжения [39];
- для ЛЭП напряжением 500 кВ – возможность применения на ЛЭП, оснащённых устройствами однофазного автоматического повторного включения.

В ДФЗ, применяемых для ЛЭП напряжением 110–220 кВ без ответвлений цепи напряжения нужны только для реле сопротивления, обеспечивающие мгновенный возврат отключающих цепей защиты после отключения внешнего трёхфазного КЗ, и предотвращающие повторный пуск ДФЗ в момент отключения. Тем самым обеспечивается селективность ДФЗ при внешних трёхфазных КЗ. При неисправности цепей напряжения реле сопротивления выводятся из действия. Это не нарушает работу защиты при внутренних КЗ как несимметричных, так и симметричных с временем предшествующей несимметрии более 20 мс [40].

Возможно применение ДФЗ на ЛЭП с ответвлениями, однако при этом ухудшается чувствительность ДФЗ. Указанное объясняется тем, что ДФЗ для предотвращения излишнего срабатывания при внешних коротких замыканиях требует значительного дополнительного заглубления [41].

Кроме того, при применении на ЛЭП с ответвлениями необходим дополнительный блок, который разрешает срабатывать ДФЗ при КЗ на защищаемой ЛЭП и не разрешает при внешних КЗ. В этом случае, к сожалению, ДФЗ теряет своё важное преимущество – возможность работы на токовом принципе, так как требуются цепи напряжения для дополнительных реле сопротивления, и она должна мгновенно блокироваться при неисправности цепей напряжения [40].

Схема подключения ДФЗ к цепям тока, напряжения и к высокочастотному каналу связи представлена на рис. 5.30.

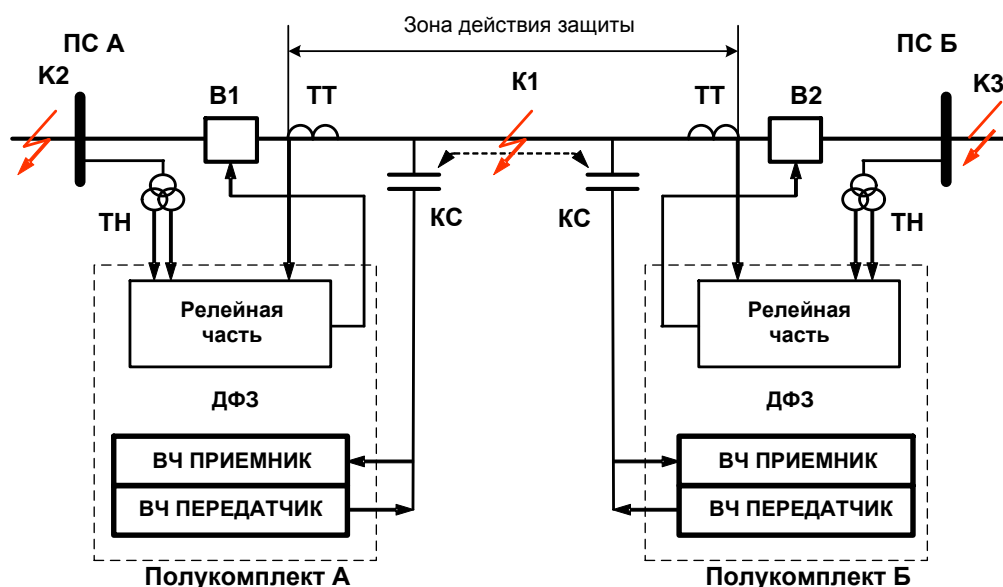


Рис. 5.30. Схема подключения ДФЗ к цепям тока, напряжения и к высокочастотному каналу:

В1, В2 – высоковольтные выключатели; ТТ – трансформаторы тока;
 ТН – трансформаторы напряжения; КС – конденсаторы связи;
 ПС А, ПС Б – подстанции, на которых размещаются полуккомплекты ВЧБ;
 К1, К2, К3 – места рассматриваемых КЗ

Все элементы релейной части ДФЗ могут быть подразделены на следующие основные органы:

- пусковые органы (далее – ПО);
- орган манипуляции (далее – ОМ);
- орган сравнения фаз (далее – ОСФ).

Принцип действия ДФЗ основан на сравнении фаз токов по концам защищаемой ЛЭП (рис. 5.31). При возникновении любого КЗ, внутреннего или внешнего, срабатывают ПО обоих полуккомплектов ДФЗ, запускают свои ВЧ приемопередатчики и подготавливают цепи отключения защиты.

ОМ обеспечивает работу ВЧ приемопередатчика с интервалами, приблизительно равными половине периода промышленной частоты. Поэтому передатчик генерирует токи высокой частоты пакетами, длительность которых примерно равна интервалу между ними. Фаза этих ВЧ пакетов соответствует фазе сигнала на выходе комбинированного фильтра токов прямой и обратной последовательности $I_1 + kI_2$.

ОСФ определяет, где находится повреждение: в зоне действия защиты или вне ее. Определение осуществляется по сдвигу ВЧ пакетов, посылаемых передатчиками обоих концов ЛЭП, т.е. в конечном счете – по углу сдвига фаз между векторами токов $I_1 + kI_2$ по концам защищаемой ЛЭП. Для этого используется время-импульсный метод, основанный на фиксации величин, пропорциональных времени совпадения знаков мгновенных значений сравниваемых токов $t_{совп}$. Время совпадения $t_{совп}$ (длительность паузы в ВЧ сигнале) связано с углом между токами α следующим соотношением:

$$t_{совп} = \frac{\pi - |\alpha|}{2\pi f}$$

Таким образом, при КЗ на защищаемой ЛЭП угол между токами α равен или близок к нулю, при этом $t_{совп} \approx 10$ мс. При внешних КЗ угол α составляет величину порядка 180° , при этом $t_{совп} \approx 0$ мс.

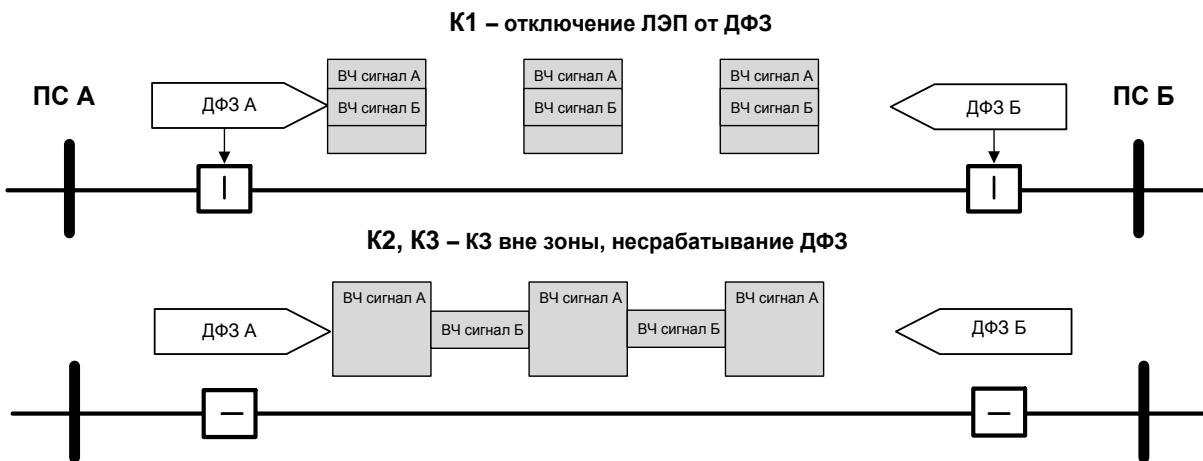


Рис. 5.31. Принцип действия ДФЗ

Вследствие этого, при КЗ вне зоны действия защиты (режим соответствует повреждениям К2 и К3 на рис. 5.30) передатчики, установленные на обоих концах ЛЭП, работают одновременно; высокочастотные пакеты, генерируемые ими, сдвинуты по фазе примерно на полпериода промышленной частоты, в ВЧ канале имеется практически сплошной ВЧ сигнал (рис. 5.31), и защита блокируется.

Учитывая влияние погрешности измерительных трансформаторов тока, а также не идентичность настройки ОМ обоих полукомплектов, при внешних КЗ в ВЧ сигнале могут появиться паузы. Для исключения в этом

случае излишних срабатываний ДФЗ, в ОСФ задается угол блокировки β защиты, регулируемый в пределах от $\pm 40^\circ$ до $\pm 65^\circ$ (рис. 5.32).

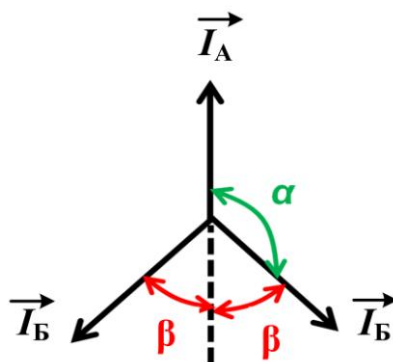


Рис. 5.32. Угол блокировки в органе сравнения фаз

При повреждении в защищаемой зоне (режим соответствует повреждению $K1$ на рис. 5.30) передатчики работают одновременно, и посылаемые ими пакеты примерно совпадают по фазе, образуя паузы в ВЧ сигнале (рис. 5.31). При превышении длительности паузы заданной величины, определяемой углом блокировки β , происходит действие на отключение выключателя.

По принципу выполнения пусковых органов ДФЗ можно разделить на защиты:

- с пуском по току;
- с пуском по напряжению.

По условиям применения ДФЗ можно разделить на две группы:

- без компенсации ёмкостных токов (используются на ЛЭП напряжением 110–750 кВ сравнительно небольшой протяжённости);
- с компенсацией ёмкостных токов (используются на ЛЭП напряжением 500–750 кВ большой протяжённости).

К ДФЗ с пуском по току относятся защиты (электромеханические: ДФЗ-201, ДФЗ-504; микропроцессорный аналог ООО «НПП ЭКРА» БЭ2704 081), пусковой орган которых при несимметричных КЗ реагирует на токи обратной и нулевой последовательностей [42]. В случае если при использовании тока обратной последовательности обеспечивается необходимая чувствительность к однофазным КЗ, подпитка от тока нулевой последовательности не используется.

К ДФЗ с пуском по напряжению относятся защиты (электромеханические: ДФЗ-501, ДФЗ-503; микропроцессорный аналог ООО «НПП ЭКРА» БЭ2704 582), в которых дополнительно имеется пусковой орган, который при несимметричных КЗ реагирует на

напряжение обратной последовательности [43]. ДФЗ этого типа предназначены для применения на длинных ЛЭП напряжением 500–750 кВ в случаях, когда защиты с пуском по току не удовлетворяют требованиям чувствительности или необходима компенсации ёмкостных токов ЛЭП в органе манипуляции ВЧ передатчиком.

Для обеспечения протекания одинакового тока в ПО и в органе манипуляции ВЧ передатчиком по концам защищаемой ЛЭП при внешних КЗ в общем случае требуется компенсировать её ёмкостной ток. Однако это значительно усложняет схему защиты и имеет смысл только на длинных ЛЭП напряжением 500–750 кВ. Для линий же небольшой протяженности оказалось возможным, вследствие сравнительно малых ёмкостных токов, отказаться от вышеупомянутой компенсации и использовать относительно простые схемы ДФЗ с пуском по току, в которых цепи переменного напряжения необходимы лишь для обеспечения работы реле сопротивления, используемого в цепях отключения.

Применение устройств ДФЗ с компенсацией ёмкостных токов исключает влияние на работу защиты сдвига фаз между токами по концам защищаемой линии, обусловленного её ёмкостной проводимостью, при внешних КЗ или в цикле однофазного автоматического повторного включения. При этом повышается чувствительность защиты при КЗ на защищаемой ЛЭП, так как при расчётах уставок по току срабатывания пусковых органов не учитывается отличие токов по концам линии на величину ёмкостного тока ЛЭП [44].

Микропроцессорные ДФЗ выпускаются в основном российскими производителями – ООО «НПП ЭКРА», ИЦ «БРЕСЛЕР», НТЦ «Механотроника» [36]. В номенклатуре большинства зарубежных производителей ДФЗ отсутствует ввиду различия зарубежной идеологии построения основных защит ЛЭП с абсолютной селективностью. Тем не менее, имеются сведения о выпуске устройств ДФЗ компаниями Alstom и General Electric специально для заказчиков из России [38].

Современное исполнение ДФЗ на микропроцессорной элементной базе характеризуется применением ряда новшеств, совершенствующим алгоритм её функционирования [44]:

1. Для повышения селективности ДФЗ при внешних КЗ орган сравнения фаз выполнен интегрирующим. Время срабатывания ОСФ зависит от соотношения между длительностью пауз и длительностью ВЧ пакетов в сигнале (рис. 5.33).

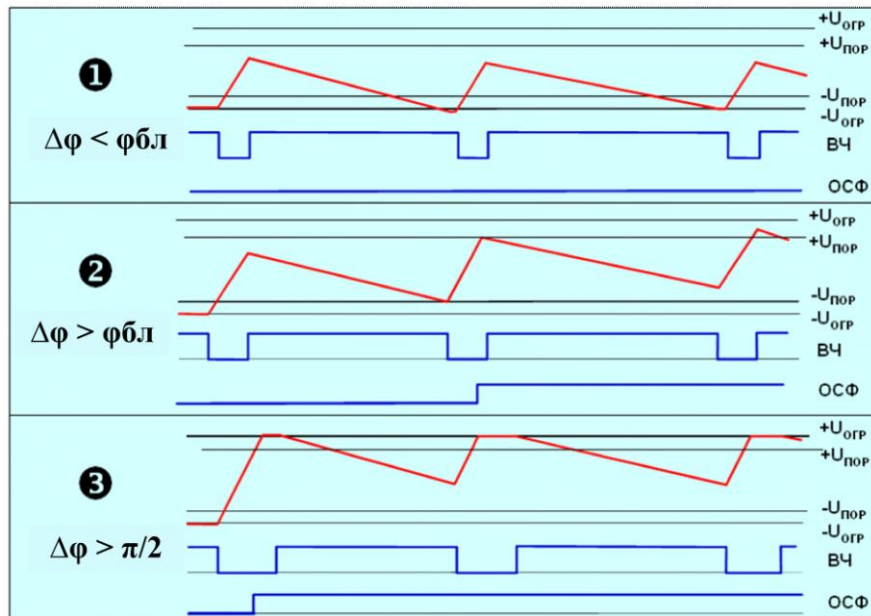


Рис. 5.33. Принцип действия органа сравнения фаз

При этом выделяются следующие режимы работы ОСФ:

- если длительность пауз в ВЧ сигнале $\Delta\varphi$ меньше угла блокировки $\varphi_{\text{бл}}$ – ОСФ не срабатывает (случай 1, рис. 5.33);
- если длительность одной паузы в ВЧ сигнале $\Delta\varphi$ больше 90° – безусловное срабатывание ОСФ (случай 3, рис. 5.33);
- если длительность пауз в ВЧ сигнале $\Delta\varphi$ больше угла блокировки $\varphi_{\text{бл}}$, но меньше 90° – ОСФ срабатывает, но с большим временем за счёт интегрирования пауз в ВЧ сигнале за ряд периодов промышленной частоты по заданному алгоритму (случай 2, рис. 5.33).

2. Для повышения надёжности функционирования защиты при реверсе мощности на защищаемой ЛЭП фиксируется внешнее КЗ в течение времени 35–40 мс, после чего время работы защиты увеличивается на 40–50 мс (подробнее см. п. 5.3.3.1).

3. Для ЛЭП напряжением 110–220 кВ, предназначенных для работы в сети внешнего электроснабжения тяговой нагрузки на однофазном переменном токе, в защиту добавлены пусковые органы DI , реагирующие на приращение векторов тока прямой ΔI_1 и обратной последовательности ΔI_2 . Это позволяет обеспечить отстройку от несимметрии токов нормального режима. Органы DI повышают также чувствительность защиты к трёхфазным КЗ.

4. В случае нарушения цепей напряжения с одного конца ЛЭП напряжением 500–750 кВ, в соответствующем полуккомплексе ДФЗ автоматически отключается устройство компенсации ёмкостного тока, и, в соответствии с величиной ёмкостных тока ЛЭП, увеличивается ток

срабатывания ПО, действующего на подготовку цепей отключения, и одновременно увеличивается ширина зоны блокирования защиты для обоих полукомплектов [44].

Указанные мероприятия обеспечивают согласование в действии обоих полукомплектов ДФЗ при всех видах внешних повреждений. Поэтому ДФЗ, с некоторым ухудшением чувствительности к повреждениям на защищаемой ЛЭП, при неисправностях в цепях напряжения остаётся в работе [44].

5.3.3.1. Дифференциально-фазная защита на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2704 081

Рассмотрим функциональную схему и алгоритмы работы при различных режимах микропроцессорной ДФЗ на примере терминала БЭ2704 081 ООО «НПП ЭКРА» [42].

Программное обеспечение ДФЗ терминала БЭ2704 081 (рис. 5.34) содержит следующие пусковые (ПО) и измерительные органы (ИО):

- ПО, реагирующие на ток обратной последовательности, с выходами $I_{2БЛ}$ для пуска блокирующего ВЧ сигнала и $I_{2ОТ}$ для подготовки цепей отключения с отдельной регулировкой уставок;

- ПО, реагирующий на абсолютное значение приращения векторов тока обратной и прямой последовательности с выходами $DI_{БЛ}$ для пуска ВЧ сигнала и $DI_{ОТ}$ для подготовки цепей отключения с отдельной регулировкой уставок. ПО $DI_{БЛ}$ и $DI_{ОТ}$ введены на тот случай, когда быстрое действие ПО $I_{2БЛ}$ и $I_{2ОТ}$ окажется недостаточным для работы при трёхфазных КЗ, начинающихся как несимметричные на протяжении 5–6 мс. Также используется в качестве основного ПО при работе в сети внешнего электроснабжения тяговой нагрузки;

- ПО, реагирующий на величину разности фазных токов с выходами $I_{ЛБЛ}$ для пуска ВЧ сигнала и $I_{ЛОТ}$ для подготовки цепей отключения с отдельной регулировкой уставок;

- 3 ИО сопротивления $Z_{ОТ}$, включенные на линейное напряжение AB , BC , CA и соответствующие разности фазных токов, объединённые по схеме ИЛИ (на рис. 5.34 показан одним общим элементом $Z_{ОТ}$), для разрешения работы защиты при трёхфазных КЗ с блокировкой при неисправности цепей напряжения БНН.

При недостаточной чувствительности ПО, реагирующих на ток обратной последовательности, в функциональной схеме предусмотрена возможность использования ПО, реагирующих на ток нулевой

последовательности $3I_0$ (на рис. 5.34 не показано) с выходами $I_{0БЛ}$ для пуска ВЧ сигнала и $I_{0ОТ}$ для подготовки цепей отключения с отдельной регулировкой уставок.

При наличии на ЛЭП ответвления, без установки на нем ВЧ защиты, предусмотрены органы, позволяющие отстроиться от КЗ за трансформатором ответвления:

- ИО реле направления мощности нулевой последовательности M_0 ;
- 3 ИО сопротивления $Z_{отв}$, включенные на линейное напряжение AB, BC, CA и соответствующие разности фазных токов, объединённые по схеме ИЛИ (на рис. 5.34 показан одним общим элементом $Z_{отв}$).

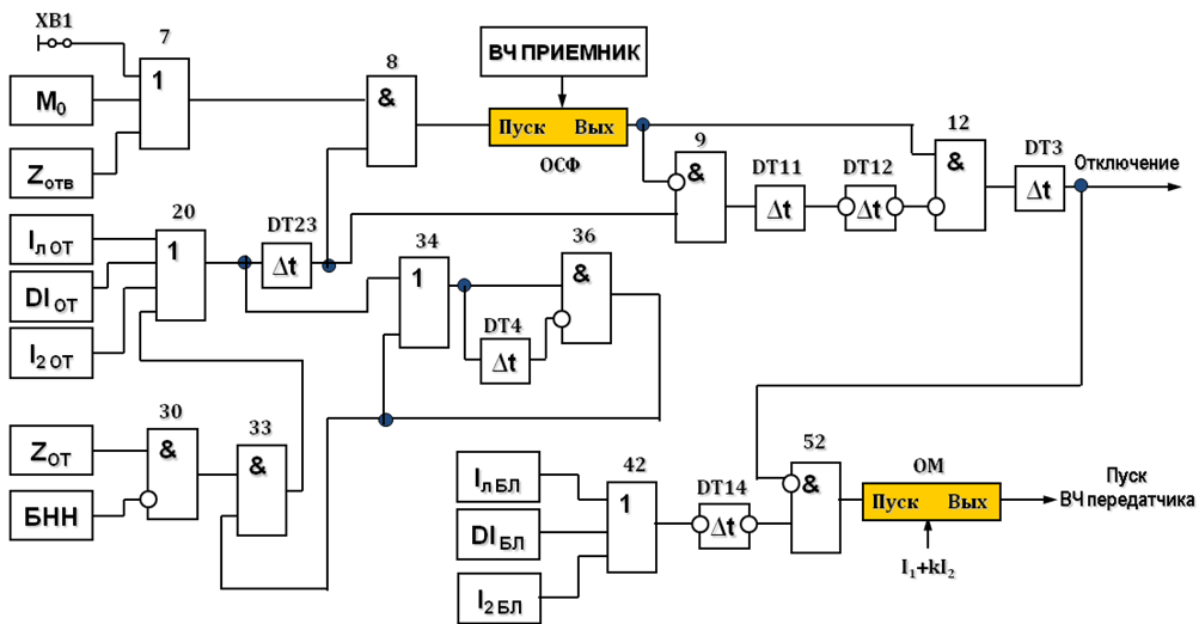


Рис. 5.34. Упрощённая функциональная схема ДФЗ терминала БЭ2704 081

Действие ДФЗ при КЗ на защищаемой линии. При несимметричных КЗ срабатывают ПО $I_{2БЛ}$, $DI_{БЛ}$, $I_{Л.БЛ}$ (рис. 5.34). При симметричных КЗ за счет предварительной несимметрии кратковременно сработают ПО $DI_{БЛ}$ или ПО $I_{2БЛ}$. Все ПО действует на пуск передатчика через логический элемент ИЛИ (42). Сигнал пуска передатчика продлевается на время 0,6 с, определяемое элементом $DT14$, что необходимо для обеспечения селективности защиты при симметричных КЗ (внешних и внутренних), когда ПО могут вернуться.

Далее сигнал пуска через логический элемент И (52) подается на вход «Пуск» органа манипуляции (ОМ).

Выходной сигнал ОМ «Выход» управляет пуском ВЧ передатчика в соответствии с фазой выходного сигнала комбинированного фильтра токов

I_1+kI_2 . ВЧ передатчик каждого полукомплекта защиты генерирует в ВЧ канал высокочастотные пакеты, длительность которых приблизительно равна половине периода промышленной частоты.

При повреждениях на защищаемой ЛЭП токи на входах ОМ обоих полукомплектов находятся примерно совпадают по фазе и ВЧ пакеты от разных передатчиков накладываются друг на друга, образуя ВЧ сигнал с паузами (рис. 5.31).

Таким образом, при превышении длительности паузы заданной величины, определяемой углом блокировки, на выходе каждого из ВЧ приемников появляется логический сигнал «1», что приводит к срабатыванию органа сравнения фаз (ОСФ).

При несимметричных КЗ подготовка цепи отключения производится ПО I_{2OT} , DI_{OT} , $I_{L,OT}$ через логический элемент ИЛИ (20). При симметричных КЗ цепи отключения подготавливаются ИО Z_{OT} через элементы И (30, 33), ИЛИ (20), либо ПО DI_{OT} или I_2 от через логический элемент ИЛИ (20), срабатывающие кратковременно за счет предварительной несимметрии.

Фиксация кратковременного срабатывания ПО в сторону отключения осуществляется обратной связью с выхода элемента И (36) на второй вход элемента ИЛИ (34) на время 0,2 с, определяемое элементом времени $DT4$, и контролируется ИО Z_{OT} на логической схеме И (33).

Вывод канала отключения при трёхфазном КЗ до того момента, когда хотя бы на одном конце останавливается пуск передатчика, осуществляется с помощью элемента задержки $DT4$ через 0,2 с после начала КЗ. Это обеспечивает селективность защиты при внешних симметричных повреждениях при одновременной остановке работы приёмно-передатчика.

Выдержка времени $DT23$ необходима для исключения излишнего срабатывания ДФЗ в первый момент внешнего КЗ (для ЛЭП без ответвлений задержка равна 0,01 с; для ЛЭП с ответвлениями – 0,02 с).

Таким образом, после набора выдержки времени элементом $DT23$ в канале отключения, подаётся сигнал «1» на второй вход элемента И (8). Поскольку ОСФ находится в работанном состоянии благодаря наличию пауз в сигнале приема токов ВЧ (рис. 5.31), ДФЗ, через выдержку времени, определяемую элементом времени $DT3$, действует в цепь отключения.

Первый вход элемента И (8) контролируется срабатыванием ИО $Z_{отв}$ и M_0 по схеме ИЛИ (7) при наличии на ЛЭП ответвления.

Если защищаемая ЛЭП без ответвлений, то программной накладкой $XB1$ выбирается режим, когда сигнал «1» на верхнем входе элемента И (8) присутствует постоянно.

При срабатывании ДФЗ на отключение производится запрет пуска ВЧ передатчика через запрещающий вход элемента И (52).

Действие ДФЗ при КЗ вне защищаемой зоны. Пуск защиты при симметричных и несимметричных КЗ вне защищаемой зоны происходит также, как и в рассмотренных выше случаях КЗ на защищаемой ЛЭП.

При повреждениях вне защищаемой зоны токи на входах ОМ обоих полукомплектов находятся в противофазе, и ВЧ пакеты от разных передатчиков следуют друг за другом, образуя непрерывный ВЧ сигнал (рис. 5.31).

На входе каждого из ВЧ приемников обоих полукомплектов присутствует ВЧ сигнал, а на выходе каждого из ВЧ приемников – логический сигнал «0», который блокирует срабатывание ОСФ, что препятствует прохождению сигнала, подготавливающего цепь отключения.

При внешнем КЗ в точке К2 (рис. 5.30) первым повреждение чувствует ОМ полукомплекта защиты А, затем, через время пробега Δt , его чувствует ОМ полукомплекта защиты Б, а далее ВЧ сигнал должен достигнуть приемника защиты А. Таким образом, общее время сдвига ВЧ пакетов будет не менее $2\Delta t$. С учетом не идентичности переходных процессов в ТТ сдвиг ВЧ пакетов может быть еще больше, поэтому выдержка времени элемента задержки $DT3$ берется с запасом, порядка 0,01 с. При ТТ разных типов по концам ЛЭП время может быть увеличено до 0,15 с.

Поведение ДФЗ при реверсе мощности. При КЗ на параллельной линии в точке К (рис. 5.28) направление тока через оба полукомплекта защиты в первый момент показано на рис. рис. 5.28, а, а после каскадного отключения выключателя ВЗ – направление тока показано на рис. 5.28, б. На рассматриваемой ЛЭП происходит реверс мощности.

Для исключения излишнего срабатывания защиты за счет неидентичного переходного процесса в ОМ обоих полукомплектов предусмотрен специальный логический узел, состоящий из элементов И (9 и 12), элемента времени $DT11$ с задержкой на срабатывание на 0,04 с и элемента времени $DT12$ с задержкой на возврат на 0,05 с.

При повреждении на параллельной ЛЭП, которое является внешним для рассматриваемых полукомплектов А и Б ДФЗ, срабатывают ПО, разрешающие пуск ВЧ и манипуляцию, и ПО, подготавливающие цепи отключения (выход элемента $DT23$, соединённый с входом «Пуск» ОСФ). Однако, выходной логический сигнал ОСФ будет соответствовать «0», так как повреждение внешнее и взаимный угол токов по концам ЛЭП близок к

180°. Во время внешнего повреждения (есть сигнал пуска ОСФ, но его выходной сигнал равен «0») на входе элемента времени $DT11$ присутствует логический сигнал «1». Если длительность внешнего повреждения более выдержки времени $DT11$ (0,04 с), то появится сигнал «1» на выходе элемента времени $DT12$, который дополнительно запретит прохождение сигнала на отключение на элементе И (12).

При отключении выключателя ВЗ параллельной ЛЭП возможен реверс мощности по рассматриваемой ЛЭП, и ОСФ может кратковременно выдать логический сигнал «1». Ложного отключения при этом не произойдет, так как в течение выдержки времени на возврат 0,05 с элемента задержки $DT12$ на запрещающем входе элемента И (12) будет присутствовать логический сигнал «1».

Поведение ДФЗ при неисправностях в цепях напряжения. При неисправностях в цепях напряжения ДФЗ не сработает ложно по принципу действия, так как при этом не срабатывают ПО $I_{2БЛ}$, $DI_{БЛ}$, $I_{ЛБЛ}$. Поэтому БНН при обнаружении неисправности действует с выдержкой времени только на сигнализацию. При устранении неисправности в цепях напряжения БНН возвращается в исходное состояние.

Работа ДФЗ на ЛЭП с ответвлениями. При работе ДФЗ на ЛЭП с ответвлениями программной накладкой $XB1$ вводятся в работу дополнительные ИО сопротивления $Z_{отв}$ и реле направления мощности нулевой последовательности M_0 . Выходы ИО $Z_{отв}$ и M_0 , включенные по схеме ИЛИ (7), контролируют цепь отключения на элементе И (8), обеспечивая действие на отключение при КЗ на ЛЭП и отстройку от КЗ за трансформатором ответвления.

ИО M_0 отстраивается от броска тока намагничивания по наличию бестоковых пауз в измеряемом токе нулевой последовательности.

5.3.4. Дифференциальная защита линии с цифровым каналом связи

Широкое внедрение устройств ДЗЛ в различных энергосистемах началось с начала XXI века одновременно с появлением волоконно-оптических линий связи. Всё чаще при строительстве и модернизации объектов электроэнергетики при выборе устройства основной защиты ЛЭП отдаётся предпочтение ДЗЛ с цифровым каналом связи, что обусловлено следующими преимуществами данной защиты по сравнению с высокочастотными защитами ДФЗ и ВЧБ:

1) пофазное сравнение токов в ДЗЛ позволяет выполнить естественный и точный выбор повреждённых фаз;

Как известно, при реализации ДФЗ и ВЧБ применяют комбинированные фильтры, преобразующие трёхфазную систему токов в однофазную [45], для того чтобы обеспечить защиту трёх фаз ЛЭП, используя только один высокочастотный канал.

2) ДЗЛ может применяться в сетях со слабым источником питания, а также для защиты тупиковых ЛЭП напряжением 110–220 кВ.

Необходимость установки быстродействующей защиты может возникнуть на тупиковых ЛЭП напряжением 110–220 кВ, питающих крупные промышленные предприятия с непрерывным производственным процессом, критичных к длительной посадке напряжения, возникающей при КЗ.

3) ДЗЛ может применяться для защиты кабельных и кабельно-воздушных ЛЭП.

Последнее преимущество является особенно важным, так как:

– высокочастотные защиты не всегда могут обеспечить необходимую надёжность защиты воздушной ЛЭП с кабельными вставками из-за ухудшения высокочастотного канала как среды передачи информации;

– кабельные и кабельно-воздушные ЛЭП высокого напряжения приобретают всё большую популярность при создании сетей электроснабжения городов, крупных промышленных предприятий и ряда других объектов [46].

Микропроцессорные устройства ДЗЛ характеризуются рядом других технических преимуществ, обеспечиваемых микропроцессорной технологией и современной цифровой связью, таких как:

– возможность включения в зону действия защиты силового трансформатора, установленного на линии;

– возможность реализации более точного алгоритма определения места повреждения на ЛЭП по многостороннему замеру;

– возможность применения ДЗЛ для защиты многоконцевых линий.

Схема подключения ДЗЛ к цепям тока, напряжения и к волоконно-оптической линии связи представлена на рис. 5.35.

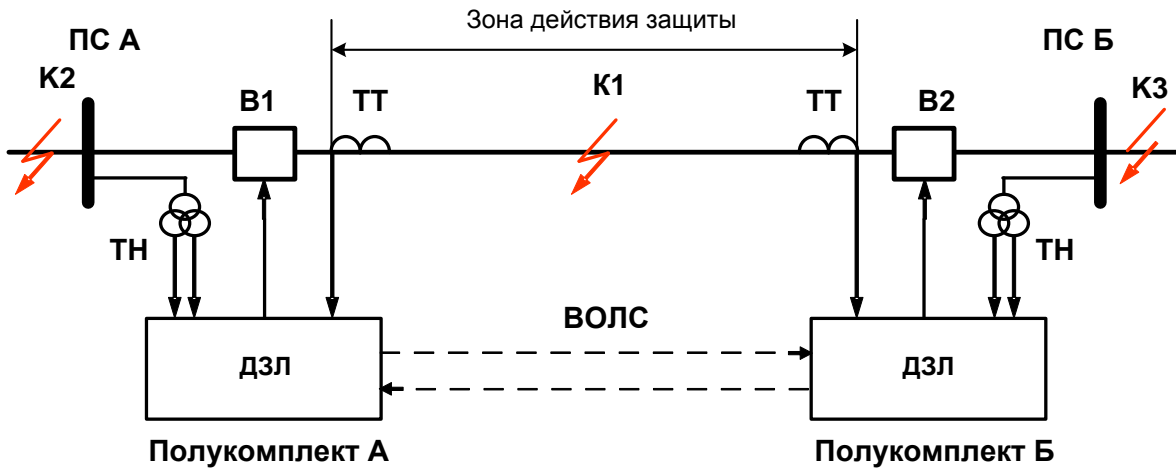


Рис. 5.35. Схема подключения ДЗЛ к цепям тока, напряжения и к волоконно-оптической линии связи:

В1, В2 – высоковольтные выключатели; ТТ – трансформаторы тока; ТН – трансформаторы напряжения; ВОЛС – волоконно-оптическая линия связи; ПС А, ПС Б – подстанции, на которых размещаются полукомплекты ДЗЛ; К1, К2, К3 – места рассматриваемых КЗ

Принцип действия дифференциальной защиты двухконцевой линии основан на сравнении суммы векторов тока в начале и в конце защищаемой линии (сумма векторов тока есть дифференциальный ток $I_{\text{диф}}$, для обоих полукомплектов $I_{\text{диф}}=I^A+I^B$) с определенной пороговой величиной $I_{\text{д.уст}}$.

При внешних КЗ по отношению к защищаемой ЛЭП (повреждения К2 и К3 на рис. 5.35) направление токов для ПС А и ПС Б различаются: для одной стороны направление соответствует – от «шин в линию», для другой – «от линии в шины» (рис. 5.36). В результате в каждом из полукомплектов ДЗЛ расчётное значение дифференциального тока близко к нулю, защита не срабатывает.

При КЗ на защищаемой ЛЭП (повреждение К1 на рис. 5.35) направление токов для ПС А и ПС Б совпадают (от «шин в линию», при принятой полярности ТТ). При этом величина дифференциального тока равна току в месте повреждения (рис. 5.36), что приводит к срабатыванию обоих полукомплектов ДЗЛ и отключению выключателей.



Рис. 5.36. Принцип действия ДЗЛ

Рассмотрим основные особенности современных устройств ДЗЛ с цифровыми каналами связи [47].

Синхронизация измеренных величин. Угловые соотношения между токами могут быть правильно измерены лишь при синхронизации измеренных величин – привязки их к общему началу отсчёта. Каждый из полукомплектов ДЗЛ по концам линии измеряет величины асинхронно в соответствии с внутренним тактом процессорного вычисления. Данные об измеряемых в каждой фазе токов посылаются на другие концы объекта с помощью соответствующих телеграмм. С учётом необходимости синхронизации каждая из телеграмм содержит данные о моменте ее отправления. При приёме телеграммы на другой стороне эти данные сверяются с данными о текущем моменте времени на приёмной стороне, и производится соответствующая корректировка этих данных. При указанной привязке учитывается также замедление, вносимое передачей сигналов по каналу связи [12].

Синхронизация выборок значений измеряемых величин в устройствах ДЗЛ возможна также при использовании глобальной спутниковой системы определения местоположения *GPS* (*GPS*-синхронизация) [31]. Однако в этом случае требуются дополнительные затраты и усложнение защиты, поэтому *GPS*-синхронизация является дополнительной опцией к стандартным устройствам. Кроме того, здесь необходимо учитывать тот факт, что при использовании внешнего устройства синхронизации работа ДЗЛ полностью зависит от доступности системы *GPS* в данный и конкретный момент времени.

Таким образом, большинство производителей ДЗЛ применяют методы, когда разница времён выборки значений определяется при помощи канала связи.

Торможение. Принцип действия дифференциальной защиты основан на том, что сумма всех токов, втекающих в защищаемый объект, равна нулю в нормальном режиме работы. Указанное условие справедливо только для первичных величин и только в том случае, если ёмкостными токами линии можно пренебречь.

Вторичные токи, подводимые к устройствам защиты от измерительных трансформаторов тока, содержат погрешности измерения, обусловленные характеристиками трансформаторов тока и входных цепей устройств. Ошибки при передаче, такие как случайные искажения сигналов, также могут приводить к отклонению измеряемых величин.

В результате всех указанных влияющих факторов, сумма всех токов, обрабатываемая устройствами, в нормальном режиме не равна нулю. Поэтому в устройствах ДЗЛ всех производителей применяется торможение – увеличение порога срабатывания дифференциального тока $I_{\text{диф}}$ в зависимости от тормозного тока $I_{\text{ТОРМ}}$. На рис. 5.37 представлена типичная тормозная характеристика ДЗЛ.

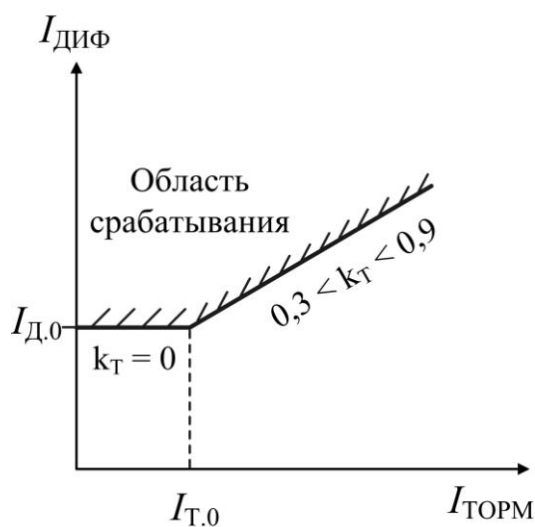


Рис. 5.37. Тормозная характеристика ДЗЛ

Как видно из тормозной характеристики, с увеличением тормозного тока $I_{\text{ТОРМ}}$ загроубляется уставка срабатывания ДЗЛ. Эта мера препятствует неселективному срабатыванию при внешних КЗ, которые могут произойти вследствие нарушения баланса токов из-за неодинакового насыщения ТТ.

Различные способы формирования тормозной величины рассмотрим в п. 5.3.4.1 на примере устройства ДЗЛ ООО «НПП ЭКРА» БЭ2704 091 [48].

Компенсация ёмкостного тока ЛЭП. В связи с наличием ёмкостей фаз относительно земли и относительно друг друга ёмкостные токи протекают по ЛЭП даже в нормальном режиме работы и являются причиной различия токов по концам защищаемого объекта.

Ёмкостной ток кабельной линии длиной более 20 км и воздушной линии напряжением 330–500 кВ и длиной более 150 км вызывает дополнительный небаланс ДЗЛ при внешних повреждениях, что требует отстройки путем заглубления дифференциальной защиты.

Если к устройству защиты подведены цепи напряжения от трансформатора напряжения присоединения, то тогда ёмкостные токи могут быть в большей степени скомпенсированы автоматически. Возможна активация функции компенсации ёмкостного тока, которая определяет фактический ёмкостной ток по линии. На двухконцевых ЛЭП каждое из устройств осуществляет компенсацию половины ёмкостного тока, при числе устройств N каждое из них осуществляет компенсацию N -ной части ёмкостного тока [48].

Компенсация ёмкостного тока ЛЭП позволяет не учитывать эту составляющую небаланса в расчетах уставок ДЗЛ и тем самым повысить чувствительность защиты к внутренним КЗ.

5.3.4.1. Дифференциальная защита линии на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2704 091

Рассмотрим алгоритмы работы при различных режимах микропроцессорной ДЗЛ на примере терминала БЭ2704 091 ООО «НПП ЭКРА» [48].

Для анализа действия и блокирования ДЗЛ в аварийных и нагрузочных режимах обычно пользуются характеристиками срабатывания в комплексной плоскости отношений векторов токов I^A/I^B (ОВТ), подводимых к защите (рис. 5.38, а). Указанная плоскость служит для визуализации режимов в нагрузочных режимах работы ЛЭП и в условиях аварийных повреждений в энергосистеме и ее использование подобно применению комплексной плоскости сопротивлений для анализа дистанционных защит [47]. Положение каждой характеристической точки на плоскости ОВТ может описываться в полярной (модуль и угол) или в прямоугольной системе координат (комплексное число).

Рассмотрим влияние различных режимов ЛЭП на положение характеристической точки на плоскости ОВТ без учёта искажающих факторов [49].

В нормальном режиме по ЛЭП протекает ток нагрузки I_H . В плоскости ОВТ, нагрузочный режим (рис. 5.39, а) и внешние КЗ (рис. 5.39, б) представлены одной точкой с координатами $(-1+j0)$ (рис. 5.38, б).

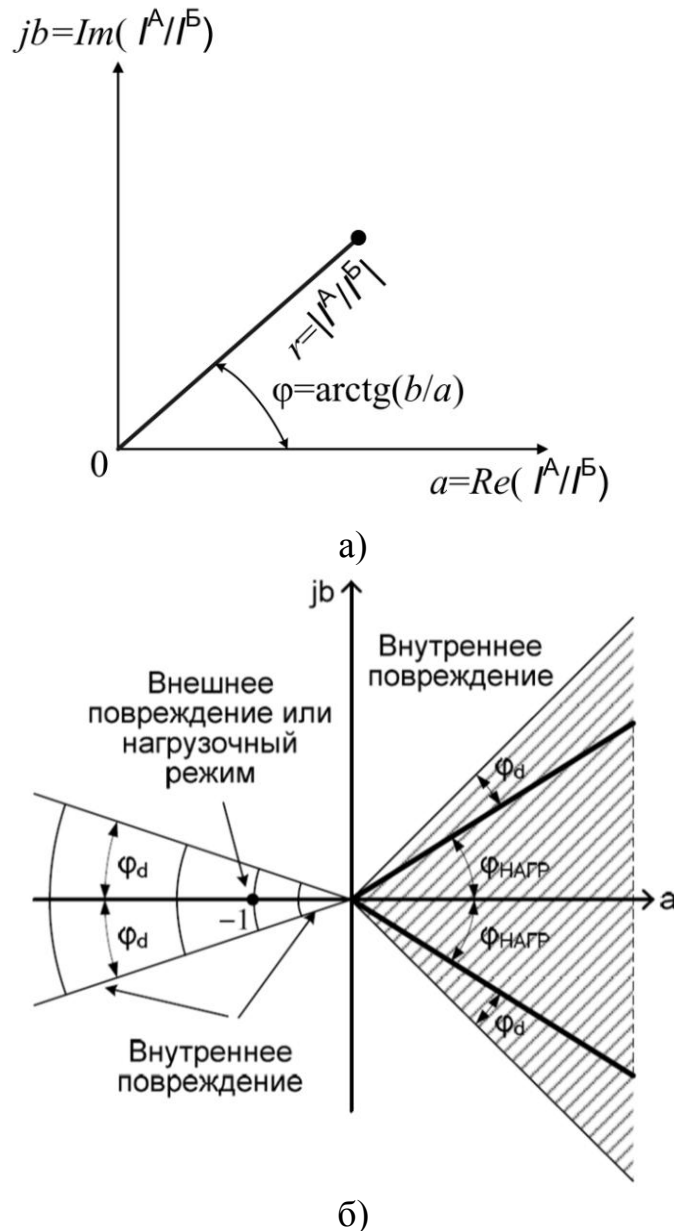


Рис. 5.38. Комплексная плоскость отношений векторов токов по концам защищаемой линии

При внутренних КЗ на ЛЭП с двусторонним питанием (рис. 5.39, в) координата a характеристической точки будет зависеть от соотношения модулей векторов токов $|I^A|/|I^B|$, а координата b – от фазового сдвига φ_{HAGP}

между сравниваемыми токами (рис. 5.38, б), определяемого углом электропередачи (разностью фаз эквивалентных Э.д.с. по концам линии $\pm\delta^\circ$).

В случае одностороннего питания, при внутренних КЗ через переходное сопротивление, возможно протекание токов по концам линии с направлением, соответствующем внешнему повреждению (рис. 5.39, г). В этом случае, координата a характеристической точки будет отрицательной. Данный режим может распознаваться выбором соответствующей характеристики блокирования ДЗЛ с учётом того, что соотношение между модулями токов по концам ЛЭП в этом режиме значительно отличается от единицы.

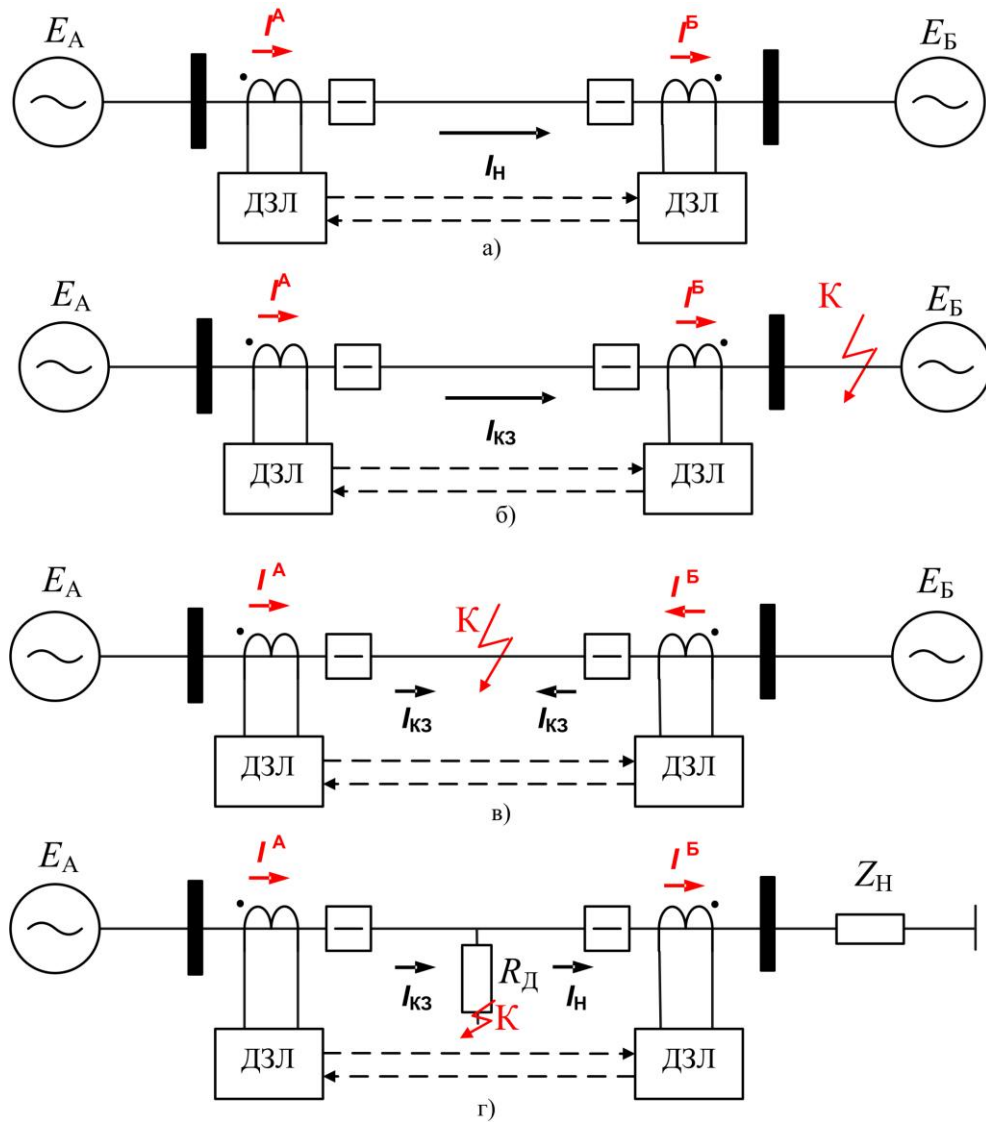


Рис. 5.39. Направление токов для двухконцевой линии при различных режимах

Дополнительный сдвиг характеристической точки на плоскости ОВТ может происходить при влиянии искажающих факторов [47]:

- несимметричность (асимметрия) цифрового канала связи между полуккомплектами ДЗЛ по концам защищаемой ЛЭП;
- насыщение измерительных трансформаторов тока.

Под несимметричностью канала связи подразумевается разность времени задержки передачи цифрового сигнала между полуккомплектами Δt_d в прямом и обратном направлении. Дополнительный фазовый сдвиг от несимметричности канала связи φ_d пропорционален Δt_d :

$$\varphi_d = \Delta t_d \cdot 9000^\circ .$$

При использовании в качестве физической реализации канала связи выделенных жил оптического кабеля (выделенная линия) дополнительный фазовый сдвиг φ_d можно не учитывать, поскольку при этом величина Δt_d составляет единицы микросекунд [47].

Одним из требований применимости цифровых каналов связи с использованием мультиплексоров является $\Delta t_d < 0,0005$ с [47]. В этом случае угол φ_d не превышает $4,5^\circ$.

При повреждениях и в нагрузочных режимах, за счет разности времени Δt_d передачи цифрового сигнала между полуккомплектами в прямом и обратном направлении, характеристическая точка в комплексной плоскости ОВТ отклоняется от расчётной точки по дуге на угол φ_d , как показано на рис. 5.38, б.

Насыщение трансформаторов тока характеризуется отличием реального отношения модулей векторов первичного и вторичного токов от расчетного коэффициента трансформации трансформатора тока и наличием фазового сдвига между указанными векторами, причём эти изменения происходят во времени.

Наибольшую опасность представляет режим внешнего КЗ, сопровождающимся насыщением трансформатора тока, так как в этом режиме изменяется соотношение I^A/I^B и характеристическая точка в комплексной плоскости ОВТ отклоняется от точки с координатами $(-1+j0)$, что может привести к неселективному срабатыванию ДЗЛ. Это отклонение определяется степенью насыщения трансформатора тока и может быть значительным.

Степень насыщения трансформатора тока при повреждении в энергосистеме зависит от нескольких факторов [49]:

- характеристик трансформатора тока;

- кратности тока КЗ;
- наличия апериодической составляющей в токе КЗ и её постоянной времени затухания;
- величины сопротивления нагрузки во вторичной цепи трансформатора тока.

Для исключения излишних отключений защищаемой ЛЭП при внешних повреждениях с большими токами КЗ и с насыщением трансформаторов тока необходимо иметь форму области блокирования ДЗЛ при внешних КЗ такого вида, чтобы каждая характеристическая точка в комплексной плоскости ОВТ была внутри этой зоны.

ДЗЛ, реализованная в терминале БЭ2704 091 имеет возможность работы с тремя типами характеристик блокирования, показанными на рис. 5.40, отличающихся способом формирования тормозной величины [48]:

- от суммы модулей векторов тока (характеристика а – кардиоида):

$$I_{\text{ТОРМ}} = k_T \cdot (|\vec{I}_A| + |\vec{I}_B|);$$

- от модуля разности векторов тока (характеристика б – окружность):

$$I_{\text{ТОРМ}} = k_T \cdot (|\vec{I}_A - \vec{I}_B|);$$

- с использованием специальной «секторной» характеристики блокирования в комплексной плоскости отношений сравниваемых фазных токов (характеристика в – сектор).

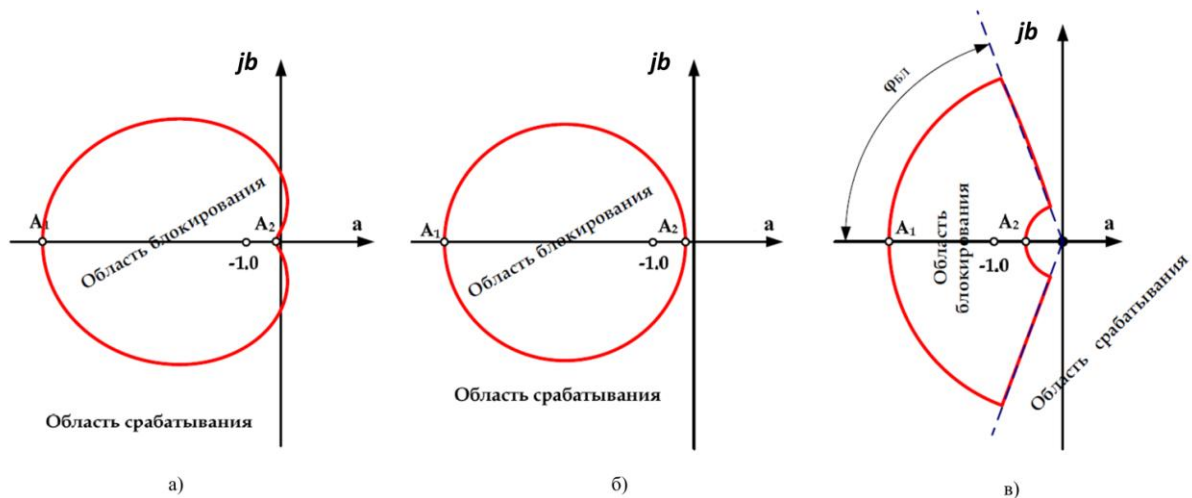


Рис. 5.40. Характеристики блокирования ДЗЛ в плоскости ОВТ

В первом случае величина торможения не зависит от угла сдвига фаз между токами и одинакова для внутренних и внешних КЗ.

Во втором случае имеется зависимость тормозной величины от сдвига фаз токов по концам линии. Торможение максимально при внешних повреждениях и минимально при внутренних КЗ при равенстве векторов токов по модулю и углу. При использовании зоны блокирования в виде окружности условия блокирования хуже, но область действия на отключение шире. Применение такой характеристики рекомендуется при малой вероятности появления значительного насыщения трансформаторов тока и при больших перетоках мощности в нормальном режиме [49].

Для третьего типа характеристики тормозная величина не формируется, а зона блокирования определяется модулем отношения векторов токов по концам линии и взаимным углом между ними. Секторная характеристика имеет наибольшую площадь из представленных трех зон блокирования. Поэтому при её применении условия блокирования наилучшие, но условия действия на отключение несколько ухудшаются. Применение такой характеристики блокирования рекомендуется при ожидаемом сильном насыщении трансформаторов тока, когда в установившемся режиме, при максимально возможном токе КЗ, погрешность трансформатора тока превышает 20 % [49].

Все три характеристики проходят через две точки A_1 и A_2 на горизонтальной оси плоскости ОВТ, координаты которых зависят от выбранного коэффициента торможения k_T (регулируется в пределах 0,3–0,9):

$$A_1 = -\frac{1+k_T}{1-k_T}; A_2 = \frac{1}{A_1}.$$

На рис. 5.41 приведено семейство тормозных характеристик в «традиционном» представлении для дифференциальных защит с первым или вторым типом характеристики блокирования (кардиоида или окружность).

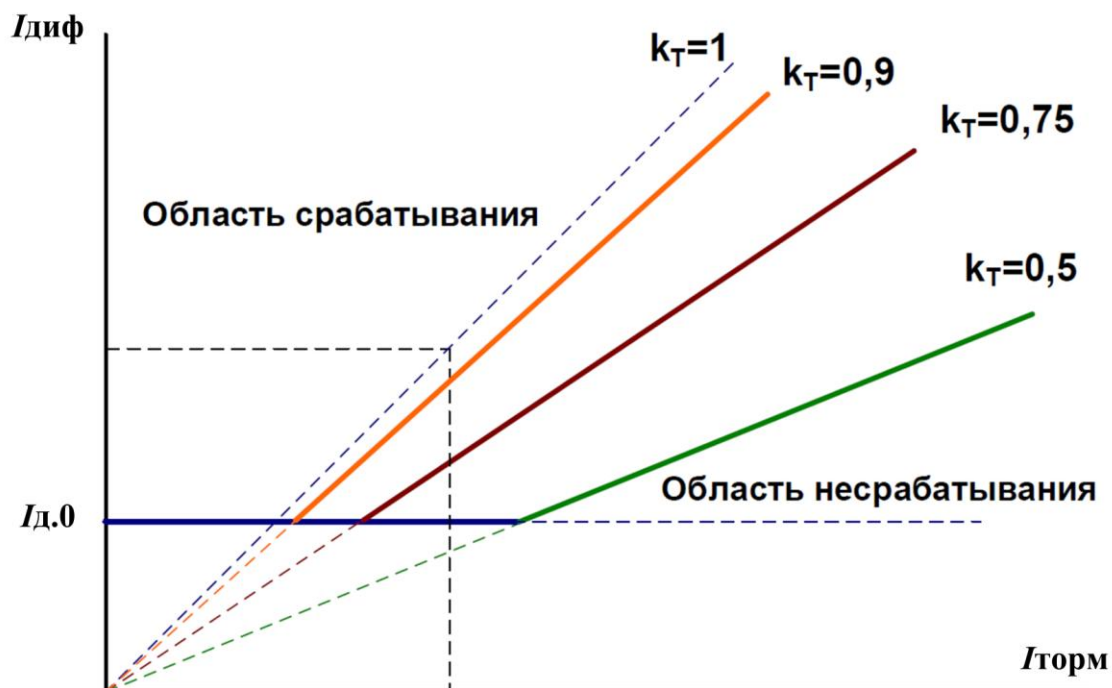


Рис. 5.41. Характеристики зависимости порога срабатывания ДЗЛ от тормозного тока при разных коэффициентах торможения k_T

Для третьего типа характеристики блокирования такое представление тормозных характеристик неприемлемо ввиду физического отсутствия тормозной величины.

Рассмотрим функциональную схему ДЗЛ терминала БЭ2704 091 ООО «НПП ЭКРА» (рис. 5.42) [48].

Из сравниваемых токов по концам защищаемой ЛЭП \vec{I}^A , \vec{I}^B в каждой фазе формируется дифференциальный ток $I_{\text{диф}}$ как модуль суммы векторов тока. При любых характеристиках блокирования, действие ДЗЛ на отключение разрешается только при превышении дифференциальным током некоторой величины тока $I_{\text{д.0}}$. Уставка $I_{\text{д.0}}$ может задаваться в широких пределах, но при этом необходимо, в соответствии с п 3.2.21 ПУЭ, обеспечить коэффициент чувствительности не менее 2 при повреждении на ЛЭП с минимально возможными фазными токами [49].

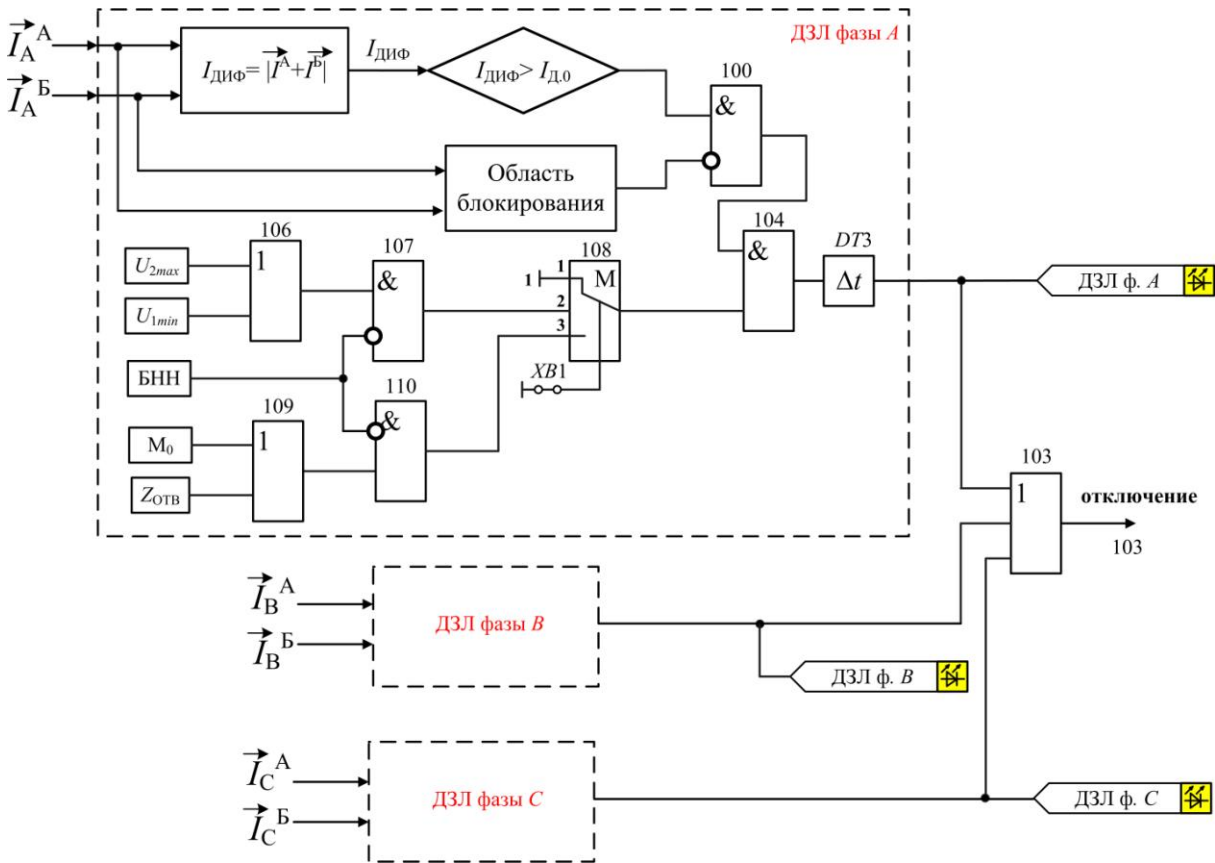


Рис. 5.42. Упрощённая функциональная схема ДЗЛ терминала БЭ2704 091

При наличии на ЛЭП ответвлений следует помнить, что дифференциальный ток ДЗЛ равен току ответвлений. Поэтому, во избежание постоянно срабатывающего состояния дифференциального элемента, следует выбирать ток срабатывания $I_{Д.0}$ больше максимального тока ответвлений [49]. Надежность несрабатывания ДЗЛ от тока нагрузки ответвлений и от КЗ на низкой стороне трансформаторов ответвлений обеспечивается в логической части защиты с использованием измерительных органов:

- ИО реле направления мощности нулевой последовательности M_0 с отстройкой от броска тока намагничивания трансформатора;
- 3 ИО сопротивления $Z_{отв}$, включенные на линейные напряжение AB, BC, CA и соответствующие разности фазных токов, объединённые по схеме ИЛИ (на рис. 5.42 показан одним общим элементом $Z_{отв}$);
- ИО максимального реле напряжения обратной последовательности U_{2max} ;
- ИО минимального реле напряжения прямой последовательности U_{1min} .

Выбор соответствующих измерительных органов для разрешения работы дифференциального элемента осуществляется с помощью программного переключателя М (108).

Если защищаемая ЛЭП без ответвлений, то программной накладкой ХВ1 выбирается режим, когда сигнал «1» на нижнем входе элемента И (104) присутствует постоянно.

Селективность ДЗЛ обеспечивается, если при внешних повреждениях в энергосистеме (в том числе в переходных режимах с насыщением трансформаторов тока) характеристическая точка находится внутри области, ограниченной кардиоидой, окружностью или сектором (установкой может быть выбрана только одна характеристика). В этом случае на инверсном входе элемента И (100) присутствует сигнал «1», что соответствует блокированию защиты.

При любых КЗ на ЛЭП характеристическая точка находится вне зоны блокирования, что соответствует разрешению работы ДЗЛ на отключение. Так как защита выполнена раздельно для каждой фазы, при междуфазных КЗ запустятся дифференциальные элементы всех повреждённых фаз, что повышает надёжность срабатывания ДЗЛ.

Таким образом, при внутренних повреждениях ДЗЛ через выдержку времени, определяемую элементом времени $DTЗ$, действует в цепь отключения.

Контрольные вопросы

1. Дайте определение основных защит.
2. Назовите отличие резервной защиты от основной защиты линии электропередачи.
3. Назовите отличие максимальной токовой защиты от токовой отсечки.
4. Схемы включения реле мощности.
5. Дайте определение углу максимальной чувствительности реле мощности.
6. Дайте определение линии максимальных и минимальных моментов.
7. Дайте определение дистанционной защите.
8. Объясните принцип выделения режима короткого замыкания от режима качаний устройством блокировки при качаниях.

9. Опишите работу устройства блокировки цепей напряжения при одновременном отключении автоматов цепей напряжения основной и дополнительной обмоток трансформатора напряжения.

10. Нарисуйте характеристику срабатывания реле мощности нулевой последовательности с углом максимальной чувствительности 250° .

11. Отличие автоматического и оперативного ускорения.

12. Назовите требования по установке основных защит линий электропередачи.

13. Отличие между высокочастотной блокировкой и дифференциально-фазной защитой.

14. Назначение угла блокировки в дифференциально-фазной защите.

15. Назовите преимущества дифференциальной защиты линии по сравнению с дифференциально-фазной защитой и высокочастотной блокировкой.

6. МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРА (АВТОТРАНСФОРМАТОРА)

6.1. Основные понятия

В соответствии с ПУЭ [32] для трансформаторов с высшим напряжением 110 кВ и выше (автотрансформаторов с высшим напряжением 220 кВ и выше) должна быть предусмотрена РЗ от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла;
- частичного пробоя изоляции вводов 500 кВ и выше, если вводы маслонаполненные;
- однофазных замыканий на землю в сетях 3–10 кВ с изолированной нейтралью, если трансформатор питает сеть, в которой отключение однофазных замыканий на землю необходимо по требованиям безопасности.

Должен быть предусмотрен контроль изоляции цепей низкого напряжения (НН) трансформатора (автотрансформатора) при замыканиях на землю в сетях с изолированной или компенсированной нейтралью.

В табл. 6.1 приведен перечень защит, устанавливаемых на трансформаторах с высшим напряжением 110 кВ и выше (автотрансформаторах с высшим напряжением 220 кВ и выше) [50].

Таблица 6.1

Перечень защит, устанавливаемых на трансформаторах с высшим напряжением 110 кВ и выше (автотрансформаторах с высшим напряжением 220 кВ и выше)

Название защиты	Назначение защиты
Дифференциальная защита Т(АТ) (ДЗТ)	Предназначена для защиты от всех видов КЗ в обмотках и на выводах при включении на выносные или встроенные ТТ без выдержки времени

Название защиты	Назначение защиты
Газовая защита	Используется как чувствительная защита от повреждений в кожухе Т(АТ). Выполняется в виде устройства газового реле, сигнал от которого принимается микропроцессорной защитой
Газовая защита устройства РПН	Выполняется в виде устройства газового реле, сигнал которого принимается микропроцессорной защитой. Предусматривается струйное реле или реле давления, реагирующее на повреждения в контакторах РПН, с одним контактом, действующим на отключение
Дифференциальная защита ошиновки (ДЗОШ) стороны ВН (СН)	Рекомендуется в зависимости от схемы соединений на стороне ВН (СН), протяженности ошиновки и других факторов. Выполняется в виде отдельного устройства
Дифференциальная защита ошиновки (ДЗОШ) стороны НН	Предназначена для повышения чувствительности при внутренних повреждениях, для обеспечения селективного пуска системы автоматического пожаротушения Т(АТ) при внутренних КЗ и для защиты от всех видов замыканий ошиновки, при наличии токоограничивающих реакторов и вольтодобавочных трансформаторов. Подключается к ТТ, встроенному во ввод стороны НН АТ, и ТТ в цепи выключателей, питающих секции НН. Действует на отключение Т(АТ) со всех сторон с запретом АПВ
Токовая защита нулевой последовательности и (ТЗНП) ВН (СН)	Используется при наличии питания с двух сторон Т(АТ). Резервирует отключение замыканий на землю на шинах и линиях со стороны ВН (СН), а также резервирует основные защиты Т(АТ). Подключается либо к ТТ со стороны ВН (СН), либо к ТТ в нейтрали Т(АТ). К ТН подключается со стороны ВН (СН)
Дистанционная защита (ДЗ) ВН (СН)	Используется только на АТ. Резервирует отключение междуфазных замыканий на шинах и линиях со стороны ВН (СН), а также резервирует основные защиты АТ. Подключается к ТТ и ТН со стороны ВН (СН) АТ

Название защиты	Назначение защиты
Максимальная токовая защита (МТЗ) ВН (СН) с возможностью пуска по напряжению	Резервирует основные защиты и защиты присоединений, отходящих от секций ВН (СН). Комбинированный пусковой орган по напряжению подключается к ТН со стороны СН и НН. Данный орган можно не использовать, если на стороне НН статическая нагрузка
Максимальная токовая защита (МТЗ) НН с возможностью пуска по напряжению	Предназначена для защиты Т(АТ) от внешних КЗ на стороне НН и резервирования основных защит стороны НН (6–10–35 кВ) Т(АТ). Подключается к ТТ ввода стороны НН АТ
Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ) ВН (СН)	Обеспечивает отключение Т(АТ) выключателями смежных элементов в случае отказа его выключателей на стороне ВН и СН
Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ) НН	Предусматривается только для АТ. Устанавливается со стороны НН АТ. Обеспечивает отключение АТ выключателями смежных элементов в случае отказа его выключателей ВН и СН при КЗ за токоограничивающим реактором
Защиты от неполнофазного режима (ЗНФР)	Предназначена для защиты от неполнофазного режима, возникающего при отключении не всеми фазами выключателя Т(АТ) стороны ВН или СН в предположении установки выключателей с пофазным приводом
Контроль изоляции цепей НН	Обеспечивает контроль изоляции цепей НН при замыканиях на землю в сетях с изолированной или компенсированной нейтралью. Осуществляет контроль изоляции цепей стороны НН с помощью реле напряжения, действующего на сигнал с выдержкой времени. Выполняется в виде отдельного устройства, прием сигнала от которого должна обеспечивать микропроцессорная защита

Название защиты	Назначение защиты
Контроль изоляции вводов (КИВ)	Предназначено для контроля состояния изоляции маслонаполненных вводов 500 (750) кВ АТ
Защита от перегрузки (ЗП)	Защищает Т(АТ) от симметричной перегрузки. На двухобмоточных Т может устанавливаться со стороны ВН, для трансформаторов с расщепленной обмоткой НН – на сторонах НН1, НН2. На трехобмоточных Т с двусторонним питанием устанавливается на обеих питающих сторонах, на трехобмоточных Т с неравной мощностью обмоток – на всех трех сторонах, во всех остальных случаях – только со стороны ВН. На АТ может устанавливаться со сторон ВН и НН, а также со стороны выводов обмоток АТ к нейтрали (общей обмотки АТ). Защита действует на сигнал. Для обеспечения недействия защиты при увеличении тока при внешних КЗ или кратковременных бросках тока нагрузки защита выполняется с выдержкой времени $7 \div 9$ с.
Пуск автоматики пожаротушения	Предусматривается на Т(АТ) 220–330 кВ единичной мощностью 200 МВА и более; на Т(АТ) 500 кВ и выше независимо от мощности; на Т(АТ) мощностью 63 МВА и более напряжением 110 кВ и выше, устанавливаемых в камерах закрытых подстанций глубокого ввода и в закрытых распределительных установках подстанций

В таблице используются следующие сокращения: Т – трансформатор; АТ – автотрансформатор; ТТ – трансформатора тока; ТН – трансформатор напряжения; ВН – высшее напряжение Т(АТ); СН – среднее напряжение Т(АТ); НН – низшее напряжение Т(АТ).

Для автотрансформаторов с высшим напряжением 500 кВ и выше, как правило, дублируют следующие защиты (выполняют в двух независимых комплектах):

- ДЗТ;
- газовая защита АТ;
- газовая защита устройства РПН;
- ДЗОШ стороны 500 (750) кВ;
- КИВ 500 (750) кВ.

6.2. Основные защиты трансформатора (автотрансформатора)

К основным защитами Т(АТ) относятся защиты, действующие при повреждении внутри Т(АТ) или ошиновки Т(АТ) без выдержки времени:

– дифференциальная защита трансформатора (автотрансформатора) (ДЗТ);

– газовая защита;

– газовая защита устройства РПН;

– дифференциальная защита ошиновки (ДЗОШ) стороны ВН;

– дифференциальная защита ошиновки (ДЗОШ) стороны СН;

– дифференциальная защита ошиновки (ДЗОШ) стороны НН.

Отключение Т(АТ) от основных защит всегда производится с запретом АПВ. При срабатывании ДЗТ, газовой защиты Т(АТ) или газовой защиты устройства РПН на отключение дополнительно обеспечивается пуск автоматики пожаротушения и пуск отсечного клапана.

6.2.1. Дифференциальная защита трансформатора (автотрансформатора)

Назначение ДЗТ: защита от всех видов КЗ в обмотках Т(АТ) и на выводах, включая витковые замыкания в обмотках. Принцип действия ДЗТ основан на сравнении суммы токов сторон ВН, СН, НН Т(АТ) (сумма токов есть дифференциальный ток $I_{\text{диф}} = I^{\text{ВН}} + I^{\text{СН}} + I^{\text{НН}}$) с определенной пороговой величиной $I_{\text{д.уст.}}$.

Рассмотрим направление токов для двухобмоточного трансформатора при различных режимах (рис. 6.1).

При внешних КЗ по отношению к защищаемому трансформатору (повреждение К2 и на рис. 6.1, а) направление токов для сторон ВН и СН различаются: для стороны ВН направление соответствует – от «от трансформатора в шины», для стороны СН – «от шин в трансформатор». В результате в ДЗТ вычисляется расчётное значение дифференциального тока, близкое к нулю, защита не срабатывает.

При КЗ внутри защищаемой зоны трансформатора (зона, ограниченная ТТ) (повреждение К1 на рис. 6.1, б) направление токов для сторон ВН и СН совпадают (от «шин в трансформатор», при принятой полярности ТТ). При этом величина дифференциального тока равна току в месте повреждения, что приводит к срабатыванию ДЗТ и отключению выключателей всех сторон трансформатора.

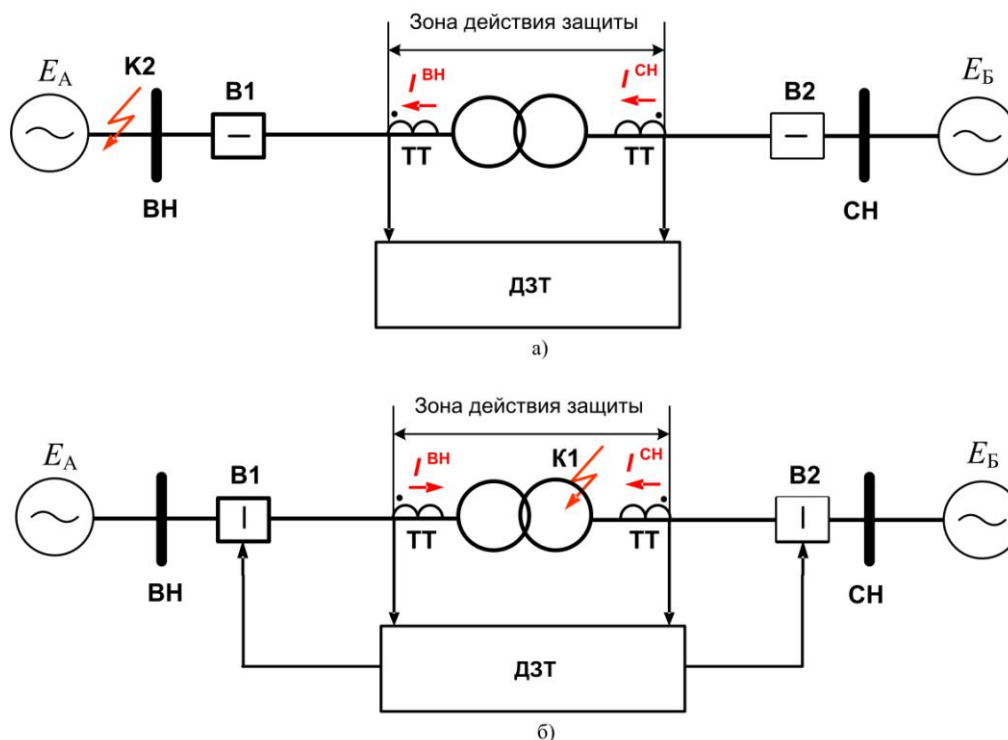


Рис. 6.1. Направление токов для двухобмоточного трансформатора при различных режимах: В1, В2 – высоковольтные выключатели; ТТ – трансформаторы тока; ВН – сторона высшего напряжения Т(АТ); СН – сторона среднего напряжения Т(АТ); E_A , E_B – эквивалентные Э.д.с. со стороны ВН и СН Т(АТ); К1, К2 – места рассматриваемых КЗ

Первичные токи Т(АТ) не равны по величине, а при соединении обмоток Т(АТ) Y/Δ первичные и вторичные токи Т(АТ) различаются и по величине и по фазе, при этом угол сдвига зависит от группы соединения обмоток Т(АТ). Наиболее часто обмотки Y/Δ соединены по 11 группе. В этом случае вторичный ток Т(АТ) сдвинут относительно первичного тока на угол 330° .

Компенсация фазового сдвига и коэффициента схемы осуществляется в современных микропроцессорных устройствах ДЗТ программно, если измерительные трансформаторы тока соединены по схеме «звезда» независимо от группы соединения защищаемого Т(АТ): Y/Y , Y/Δ , Δ/Δ . Для Т(АТ) с группой соединения Y/Δ -11 возможно подключение к трансформаторам тока, соединенным по схеме «треугольник». При этом программная компенсация фазового сдвига и коэффициента схемы не производится [51].

Для выравнивания токов сторон ВН, СН, НН Т(АТ) по амплитуде, в микропроцессорных устройствах ДЗТ задаются для каждой стороны базисные токи $I_{\text{баз}}$, рассчитываемые по формуле:

$$I_{\text{баз}} = \frac{S_{\text{НОМ}} \cdot k_{\text{СХ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot k_{\text{ТТ}}},$$

где $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность Т(АТ); $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение соответствующей стороны в среднем положении РПН; $k_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока соответствующей стороны; $k_{\text{СХ}}$ – коэффициент схемы измерительного трансформатора тока соответствующей стороны.

По значениям базисных токов стороны Т(АТ) производится выбор числа витков первичных обмоток промежуточных трансформаторов тока терминала для выравнивания токов в плечах дифференциальной защиты [51].

6.2.2. Газовая защита трансформатора (автотрансформатора), устройства РПН

Назначение газовой защиты: защита от всех видов КЗ внутри бака Т(АТ) и в контакторном объеме устройства РПН, сопровождающихся выделением газа.

Практически все повреждения внутри бака маслонаполненного Т(АТ), устройства РПН сопровождаются выделением газа в результате разложения масла или других изоляционных материалов под действием частичных электрических разрядов, повышенного нагрева, электрической дуги. При КЗ происходит ускоренное протекание масла или его смеси с газом из бака аппарата в расширитель [52].

Нарушение нормальной работы контактора РПН может быть вызвано повреждением изоляции, ослаблением пружин механизма, старением керамических силовых контактов, что ведет к замедлению и нечеткости переключения. Затянувшаяся дуга сопровождается (с учетом небольшого объема масла в баке контактора) бурным разложением масла. Струя масла в смеси с газом направляется из бака контактора в расширитель [52].

Защита, реагирующая на указанные повреждения, получила название «газовой». Эта защита осуществляется с помощью так называемых газовых и струйных реле.

Газовые реле предназначены для защиты Т(АТ), имеющих расширитель, от повреждений внутри бака, при которых происходит выделение газа, снижение уровня масла или возникновение ускоренного потока масла из бака Т(АТ) в расширитель.

Струйные реле предназначены для защиты контакторов маслонаполненных переключателей РПН ответвлений Т(АТ) от повреждений, сопровождающихся возникновением ускоренного потока масла из бака контактора в расширитель.

При внутренних повреждениях в Т(АТ), даже самых незначительных, выделяются газообразные продукты разложения масла или органической изоляции, чем обеспечивается действие газовой защиты в самом начале возникновения постепенно развивающегося повреждения. В некоторых случаях опасных внутренних повреждений Т(АТ) («пожар» стали, межвитковые замыкания и т.п.) действует только газовая защита, а электрические защиты Т(АТ) не работают из-за недостаточной чувствительности [52].

Рассмотрим принцип действия современных газовых реле чашечного типа. Для того чтобы зафиксировать движение масла в сторону расширителя, газовые реле устанавливаются в трубопровод между баком и расширителем (рис. 6.2, а).

Конструкция чашечного газового реле представлена на рис. 6.2, б. Реле имеет два элемента – сигнальный и отключающий (чашки 1 и 2). Чашка может вращаться вокруг оси 3. 4, 5 – подвижные контакты; 6, 7 – неподвижные контакты; 8, 9 – противодействующие пружины; 10, 11 – упоры для ограничения движения чашек под действием пружины; 12 – лопасть на нижней чашке, вращающаяся на оси.

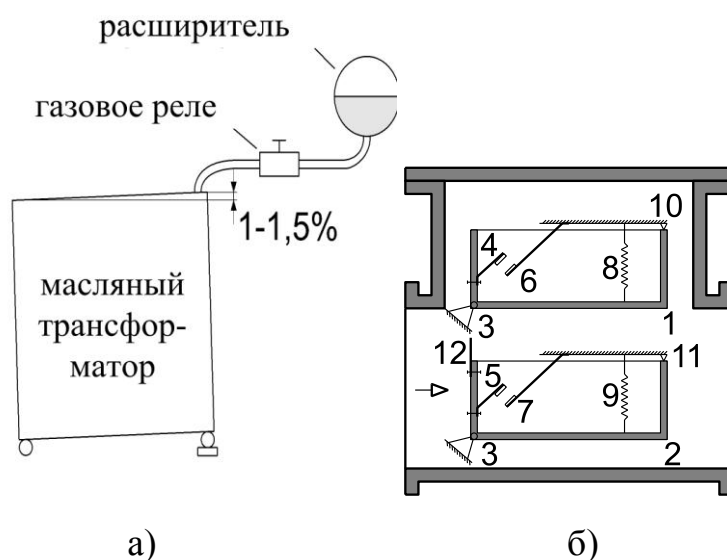


Рис. 6.2. К пояснению принципа действия газовой защиты

Если в кожухе реле и в чашках нет масла, то контакты разомкнуты. То же самое, если кожух реле заполнен маслом. При понижении уровня масла в реле, под весом масла в чашке контакт замыкается. При бурном газообразовании, под действием потока масла лопасть 12 поворачивается и замыкает контакты.

При небольших повреждениях в Т(АТ) образование газа происходит медленно, он поднимается к расширителю, проходя через реле, газ заполняет верхнюю часть её кожуха, вытесняя оттуда масло – замкнется контакт 4–6.

При значительном повреждении в Т(АТ), газообразование протекает бурно, под влиянием давления, масло приходит в движение, лопасть 12 замыкает контакты 5–7.

Таким образом, газовое реле способно различать степень повреждения в Т(АТ): при малых – сигнал, при больших – отключение.

Газовая защита реагирует и на понижение уровня масла – вначале на сигнал, затем на отключение.

6.2.3. Дифференциальная защита ошиновки трансформатора (автотрансформатора)

Назначение ДЗОШ Т(АТ): защита от всех видов КЗ на ошиновке Т(АТ). Принцип действия ДЗОШ аналогичен ДЗТ и основан на сравнении суммы токов всех сторон ошиновки с определенной пороговой величиной $I_{д.уст.}$

Пример схемы подключения ДЗОШ сторон ВН, СН, НН автотрансформатора 500/220/10 кВ к цепям тока представлен на рис. 6.3.

Зона действия всех ДЗОШ ограничена расположением соответствующих ТТ. В зависимости от проектных решений к конкретному энергообъекту в зону действия могут входить и выключатели Т(АТ).

Для выравнивания токов всех сторон ошиновки по амплитуде, в микропроцессорных устройствах ДЗОШ задаются для каждой стороны ошиновки базисные токи $I_{баз}$ в следующем порядке:

- 1) измерительные ТТ всех сторон ошиновки расположить в порядке уменьшения их коэффициентов трансформации;
- 2) при $I_{ном} = 1$ А базисный ток ТТ с наибольшим коэффициентом трансформации ($k_{ТТ1}$) принимается равным $I_{баз} = 1,001$;
- 3) при $I_{ном} = 5$ А базисный ток ТТ с наибольшим коэффициентом трансформации ($k_{ТТ1}$) принимается равным $I_{баз} = 5,000$;

4) базисные токи присоединений с меньшими коэффициентами трансформации ($k_{ТТ2}$) определяются с помощью выражения:

$$I_{\text{баз2}} = \frac{I_{\text{баз1}} \cdot k_{ТТ1}}{k_{ТТ2}},$$

где $I_{\text{баз2}}$ – базисный ток присоединения с меньшим коэффициентом трансформации измерительного ТТ $k_{ТТ2}$; $I_{\text{баз1}}$ – базисный ток ТТ с наибольшим коэффициентом трансформации измерительного ТТ $k_{ТТ1}$.

Для остальных сторон ошиновки расчет аналогичен.

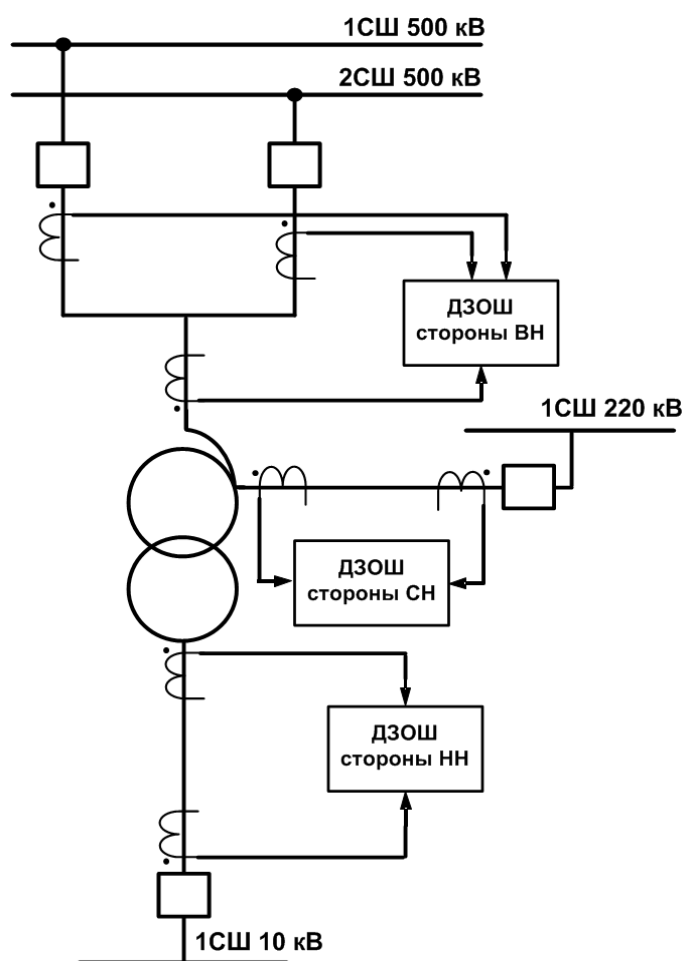


Рис. 6.3. Схема подключения ДЗОШ сторон ВН, СН, НН автотрансформатора 500/220/10 кВ к цепям тока

По значениям базисных токов сторон ошиновки производится выбор числа витков первичных обмоток промежуточных трансформаторов тока терминала для выравнивания токов в плечах дифференциальной защиты [53].

6.2.4. Основные защиты трансформатора (автотрансформатора) на базе микропроцессорных шкафов типа ШЭ2607 041, ШЭ2607 042 (042043)

В зависимости от конкретного Т(АТ), а также от схемы соединений на стороне ВН (СН) Т(АТ), применяются различные модификации шкафов основных защит с определённым набором функций. Рассмотрим типовые исполнения шкафов основных защит Т(АТ) с высшим напряжением 110–220 кВ, производимых ООО «НПП ЭКРА».

Шкаф типа ШЭ2607 041 ООО «НПП ЭКРА» [51] предназначен для защиты трансформатора с высшим напряжением 110–220 кВ и состоит из двух комплектов.

Первый комплект реализует функции основных и резервных защит трансформатора и содержит:

- ДЗТ;
- ТЗНП стороны ВН;
- МТЗ всех сторон (МТЗ ВН, МТЗ СН, МТЗ НН1, МТЗ НН2);
- ЗП всех сторон;
- реле тока для блокировки устройства РПН при перегрузке;
- токовые реле для пуска автоматики охлаждения;
- реле минимального напряжения сторон СН, НН1 и НН2, реагирующие на понижение междуфазного напряжения для блокировки РПН;
- реле максимального напряжения сторон СН, НН1 и НН2, реагирующие на повышение напряжения обратной последовательности для пуска по напряжению МТЗ СН, МТЗ НН1, МТЗ НН2;
- УРОВ стороны ВН.

Кроме того, первый комплект обеспечивает прием сигналов от:

- сигнальной и отключающей ступеней газовой защиты трансформатора;
- газовой защиты устройства РПН трансформатора;
- датчиков повышения температуры масла;
- датчиков понижения и повышения уровня масла;
- неисправности цепей охлаждения.

Второй комплект обеспечивает прием отключающих сигналов от отключающих ступеней газовых защит трансформатора, устройства РПН.

Аппаратно функции первого комплекта реализуются с помощью микропроцессорного терминала типа БЭ2704 041. Второй комплект выполнен с помощью электромеханических реле, контактами которых осуществляется действие на выходную отключающую группу реле и отключение через терминал первого комплекта.

Шкаф типа ШЭ2607 042 ООО «НПП ЭКРА» [54] предназначен для защиты двухобмоточного автотрансформатора с высшим напряжением 220 кВ и состоит из двух комплектов.

Первый комплект реализует функции основных и резервных защит автотрансформатора и содержит:

- ДЗТ;
- МТЗ стороны НН;
- ЗП;
- реле максимального тока для блокировки устройства РПН при перегрузке;
- токовые реле для пуска автоматики охлаждения;
- реле минимального напряжения стороны НН, реагирующее на понижение междуфазного напряжения для пуска по напряжению МТЗ НН;
- реле максимального напряжения стороны НН, реагирующее на повышение напряжения обратной последовательности для пуска по напряжению МТЗ НН;
- реле максимального напряжения стороны НН, реагирующее на увеличение напряжения нулевой последовательности для контроля изоляции стороны НН;
- контроль изоляции стороны НН;
- УРОВ стороны ВН;
- УРОВ стороны СН.

Кроме того, первый комплект обеспечивает прием сигналов от:

- сигнальной и отключающей ступеней газовой защиты АТ;
- газовой защиты устройства РПН АТ;
- датчиков повышения температуры масла;
- понижения и повышения уровня масла, отсечного клапана.

Второй комплект обеспечивает прием сигналов от отключающих ступеней газовых защит АТ, устройства РПН АТ.

Аппаратно функции первого комплекта реализуются с помощью микропроцессорного терминала типа БЭ2704 042. Второй комплект выполнен с помощью электромеханических реле, контактами которых осуществляется действие на выходную отключающую группу реле и отключение через терминал первого комплекта.

Шкаф типа ШЭ2607 042043 ООО «НПП ЭКРА» [55] предназначен для защиты трёхобмоточного автотрансформатора с высшим напряжением 220 кВ и состоит из трёх комплектов.

Первый комплект реализует функции основных и резервных защит автотрансформатора и содержит:

- ДЗТ;
- МТЗ стороны НН;
- ЗП;
- реле максимального тока для блокировки устройства РПН при перегрузке;
- токовые реле для пуска автоматики охлаждения;
- реле минимального напряжения стороны НН, реагирующее на понижение междуфазного напряжения для пуска по напряжению МТЗ НН;
- реле максимального напряжения стороны НН, реагирующее на повышение напряжения обратной последовательности для пуска по напряжению МТЗ НН;
- реле максимального напряжения стороны НН, реагирующее на увеличение напряжения нулевой последовательности для контроля изоляции стороны НН;
- контроль изоляции стороны НН;
- УРОВ стороны ВН;
- УРОВ стороны СН.

Кроме того, первый комплект обеспечивает прием сигналов от:

- сигнальной и отключающей ступеней газовой защиты АТ;
- газовой защиты устройства РПН АТ;
- сигнальной и отключающей ступеней газовой защиты линейного регулировочного трансформатора (ЛРТ);
- датчиков повышения температуры масла;
- датчиков понижения и повышения уровня масла.

Второй комплект реализует функции основных и резервных защит ЛРТ и стороны НН автотрансформатора и содержит:

- ДЗОШ НН;
- МТЗ стороны НН;
- логическая защита шин (ЛЗШ) стороны НН;
- защиты минимального напряжения (ЗМН) стороны НН, реагирующее на понижение междуфазного напряжения для пуска по напряжению МТЗ НН и для пуска АВР секционного выключателя стороны НН;
- реле максимального напряжения стороны НН, реагирующее на повышение напряжения обратной последовательности для пуска по напряжению МТЗ НН.

Третий комплект обеспечивает прием сигналов от отключающих ступеней газовых защит АТ, устройства РПН АТ, ЛРТ.

Аппаратно функции первого и второго комплектов реализуются с помощью двух микропроцессорных терминалов: типа БЭ2704 042 для первого комплекта и типа БЭ2704 043 – для второго комплекта. Третий комплект выполнен с помощью электромеханических реле, контактами которых осуществляется действие на выходную отключающую группу реле и отключение через терминал первого комплекта.

Особенности выполнения дифференциальной защиты трансформатора (автотрансформатора), ошиновки стороны НН. В ДЗТ, ДЗОШ НН производства ООО «НПП ЭКРА» дифференциальные защиты выполнены пофазными и содержат дифференциальный токовый орган с тормозной характеристикой и дифференциальную отсечку.

ДЗТ (ДЗОШ НН) срабатывает при всех видах КЗ в зоне действия защиты.

Упрощенная функциональная схема ДЗТ, показанная на рис. 6.4, состоит из нескольких функциональных частей:

- формирователя дифференциального и тормозного сигналов (ФДТС);
- дифференциальной отсечки;
- дифференциального органа с торможением;
- органа блокировки при бросках тока намагничивания (БТН).

Аналогичная схема применяется и для ДЗОШ НН.

Формирование дифференциального и тормозного тока производится отдельно для каждой фазы, как показано на рис. 6.4.

ФДТС выбирает из всех токов сторон наибольший и присваивает ему название I_1 . Из суммы оставшихся токов сторон получается ток I_2 . Таким образом, для фазы A имеем:

$$I'_{1.A} = \max \left\{ I_A^{\text{стор.1}}, I_A^{\text{стор.2}}, I_A^{\text{стор.3}}, I_A^{\text{стор.4}} \right\};$$

$$I'_{2.A} = I_A^{\text{стор.1}} + I_A^{\text{стор.2}} + I_A^{\text{стор.3}} + I_A^{\text{стор.4}} - I'_{1.A}.$$

Для фаз B и C выражения будут иметь аналогичный вид.

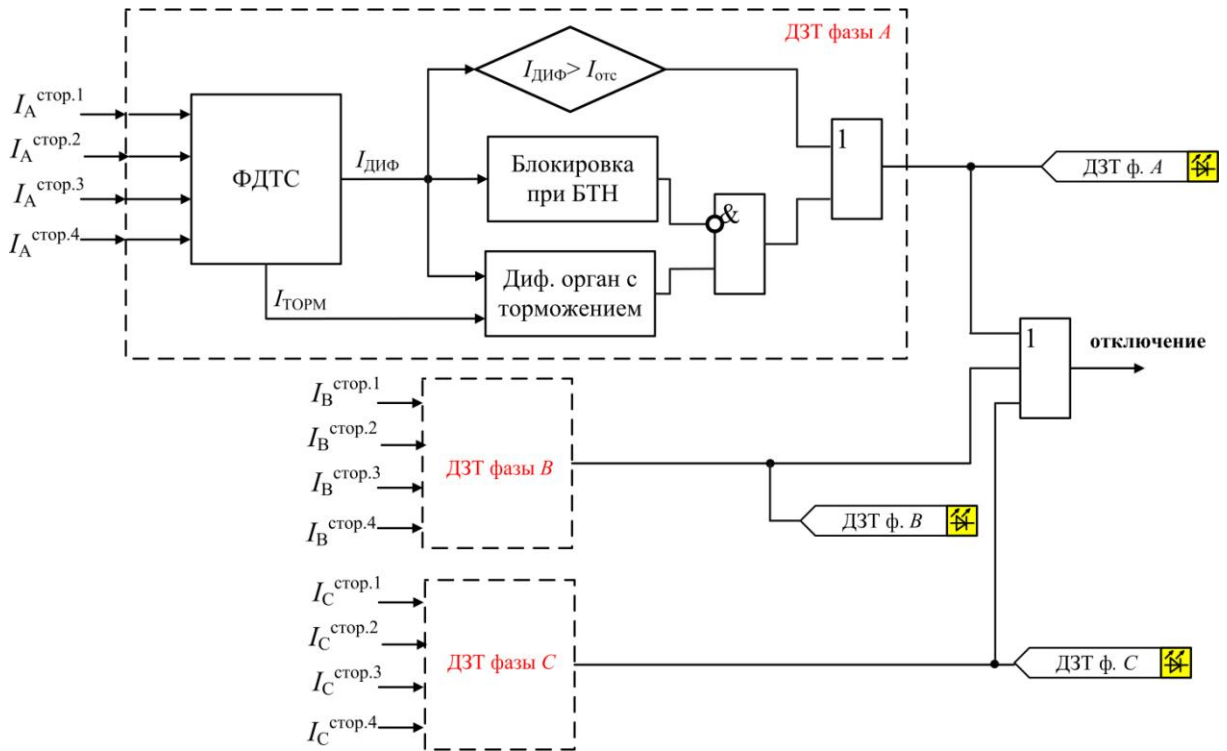


Рис. 6.4. Упрощённая функциональная схема ДЗТ терминалов БЭ2704 041, БЭ2704 042

На рис. 6.5 показано расположение токов I'_1 и I'_2 при внешнем КЗ (а) и КЗ в зоне (б).

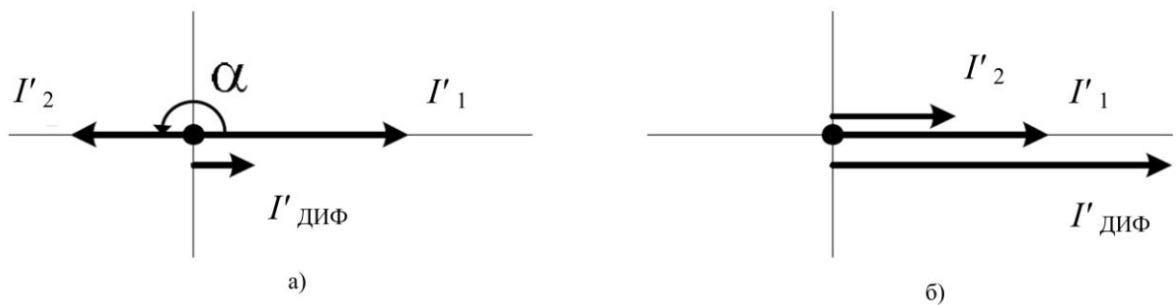


Рис. 6.5. Расположение векторов I'_1 и I'_2 при внешнем КЗ (а) и КЗ в зоне (б)

Дифференциальный ток в ДЗТ (ДЗОШ НН) определяется по выражению:

$$I_{\text{диф}} = |I'_1 + I'_2| = |I^{\text{стор.1}} + I^{\text{стор.2}} + I^{\text{стор.3}} + I^{\text{стор.4}}|.$$

Тормозной ток в ДЗТ (ДЗОШ НН) в зависимости от угла между токами I'_1 и I'_2 определяется по выражению:

$$I_{\text{ТОРМ}} = \sqrt{I_1' \cdot I_2' \cdot \cos(180^\circ - \alpha)}, \text{ если } 90^\circ < \alpha < 270^\circ,$$

$$I_{\text{ТОРМ}} = 0, \text{ если } -90^\circ < \alpha < 90^\circ \text{ или } I_2 = 0,$$

где α – угол между векторами токов I_1 и I_2 .

ДЗТ (ДЗОШ НН) имеет характеристику срабатывания, приведенную на рис. 6.6.

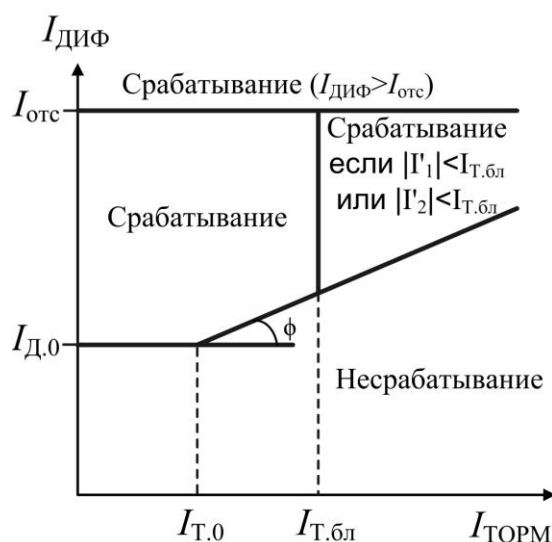


Рис. 6.6. Характеристика срабатывания дифференциального органа с торможением и дифференциальной отсечки

Характеристика срабатывания имеет:

1) горизонтальный участок, определяемый током срабатывания дифференциальной отсечки $I_{\text{отс}}$: обеспечивает быстрое отключение Т(АТ) при внутренних КЗ. Условие срабатывания:

$$I_{\text{ДИФ}} > I_{\text{отс}}.$$

Уставка срабатывания дифференциальной отсечки отстраивается по величине от броска намагничивающего тока.

2) горизонтальный участок, определяемый током начала торможения $I_{\text{Т.0}}$: обеспечивает чувствительность ДЗТ (ДЗОШ НН) при малых токах КЗ. Условие срабатывания:

$$I_{\text{ДИФ}} > I_{\text{Д.0}}.$$

3) наклонный участок, определяемый коэффициентом торможения $k_{\text{Т}}$ (углом ϕ на характеристики срабатывания): обеспечивает устойчивость

функционирования ДЗТ (ДЗОШ НН) при внешних КЗ. Условие срабатывания:

$$I_{\text{ДИФ}} > I_{\text{Д.0}} + k_{\text{T}} \cdot (I_{\text{ТОРМ}} - I_{\text{T.0}}).$$

4) вертикальный участок, определяемый током торможения блокировки $I_{\text{T.бл}}$: обеспечивает заглубление ДЗТ (ДЗОШ НН), если оба тока I_1 и I_2 превышают значение тока $I_{\text{T.бл}}$, что означает появление внешнего КЗ с большим сквозным током. В этом режиме ДЗТ (ДЗОШ НН) блокируется путём переключения характеристики срабатывания с наклонного участка на вертикальный. Если выполняется одно из условий $I_1 < I_{\text{T.бл}}$ или $I_2 < I_{\text{T.бл}}$, то наклон характеристики срабатывания ДЗТ (ДЗОШ НН) определяется коэффициентом торможения. Это позволяет отключить повреждение в зоне действия с малым сквозным током, например, витковое замыкание.

Для отстройки ДЗТ (ДЗОШ НН) от БТН контролируется уровень второй гармоники в дифференциальном токе. При превышении отношения амплитуды второй гармоники к амплитуде первой гармоники заданной уставки, работа дифференциальной защиты блокируется (за исключением дифференциальной отсечки, отстроенной по величине тока срабатывания от БТН).

Особенности выполнения цепей газовой защиты трансформатора (автотрансформатора). В шкафах защит трансформатора (автотрансформатора) ООО «НПП ЭКРА» обеспечивается прием сигналов от сигнальной и отключающей ступеней газовой защиты Т(АТ); от газовой защиты устройства РПН Т(АТ) (рис. 6.7).

При этом в терминалах предусмотрена возможность перевода газовых защит на сигнал, что необходимо делать в следующих случаях [52]:

- на время проверки защиты;
- при неисправности защиты;
- при работах в масляной системе Т(АТ), в том числе и при доливке масла;
- при временных взрывных работах вблизи места установки Т(АТ);
- при выводе в ремонт Т(АТ) с сохранением в работе его выключателей.

В целях исключения ложных отключений Т(АТ) по причине замыкания между жилами кабеля в цепях газовой защиты, используют специальные устройства контроля снижения сопротивления изоляции. В шкафах защит трансформатора (автотрансформатора) ООО «НПП ЭКРА»

используются устройства контроля изоляции цепей газовой защиты типа «Орион-КИ» производства ЗАО «РАДИУС Автоматика» [56].

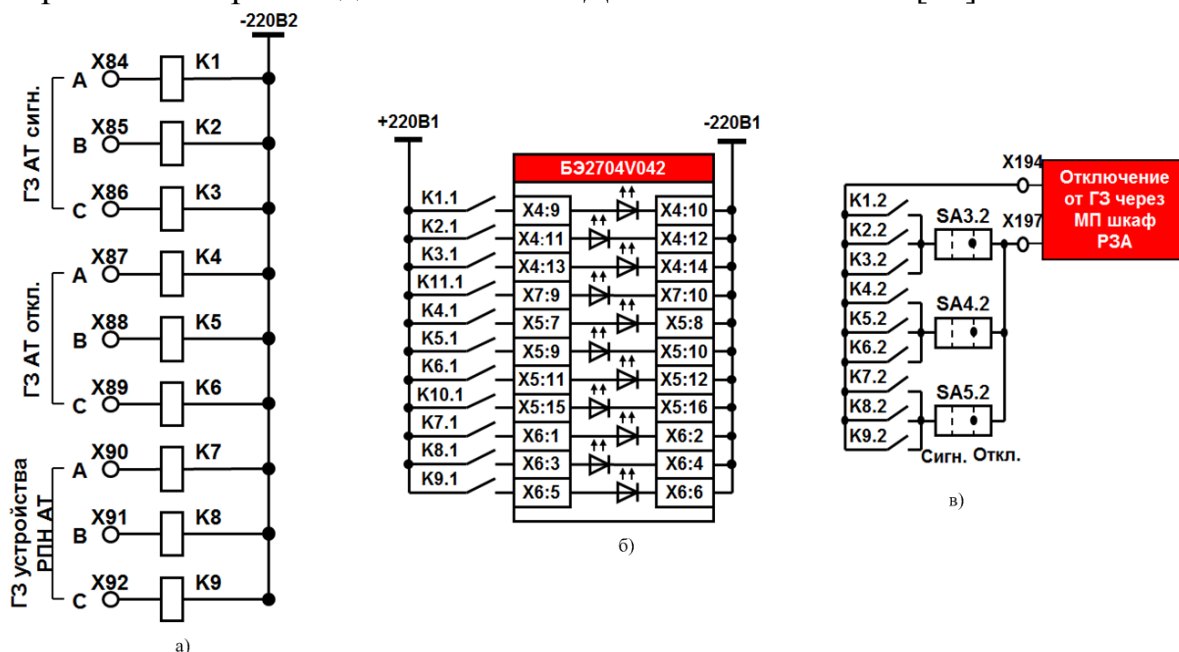


Рис. 6.7. Цепи газовых защит в микропроцессорном шкафу РЗА:
а – входные цепи; б – цепи сигнализации; в – выходные цепи

Структурная схема устройства «Орион-КИ» приведена на рис. 6.8. Устройство контролирует ток цепи газовой защиты и, в случае превышения им значения 250 мкА (500 мкА при наличии перемычки), замыкает выходной контакт, подключаемый в цепь сигнализации. Тем самым сигнализируется снижение изоляции кабеля, идущего от газового реле к шкафу защиты Т(АТ), и подверженному сильному влиянию климатических и механических факторов. При срабатывании газового реле на отключение во входной цепи устройства будет протекать ток, значительно превышающий ток 35 мА, что приведёт к блокированию работы устройства.

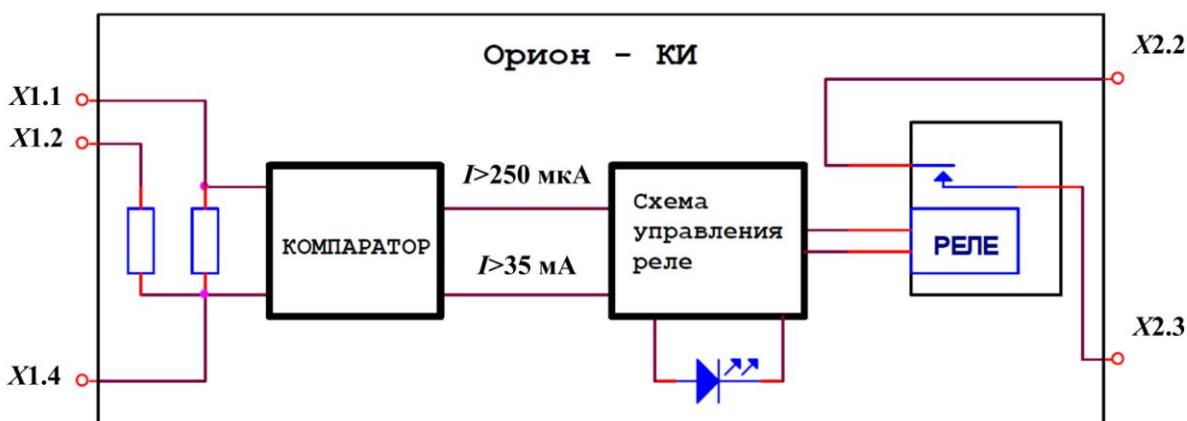


Рис. 6.8. Структурная схема устройства «Орион-КИ»

Пример схемы подключения устройства «Орион-КИ» к цепям газовой защиты и к входным цепям шкафа защит Т(АТ) представлен на рис. 6.9.

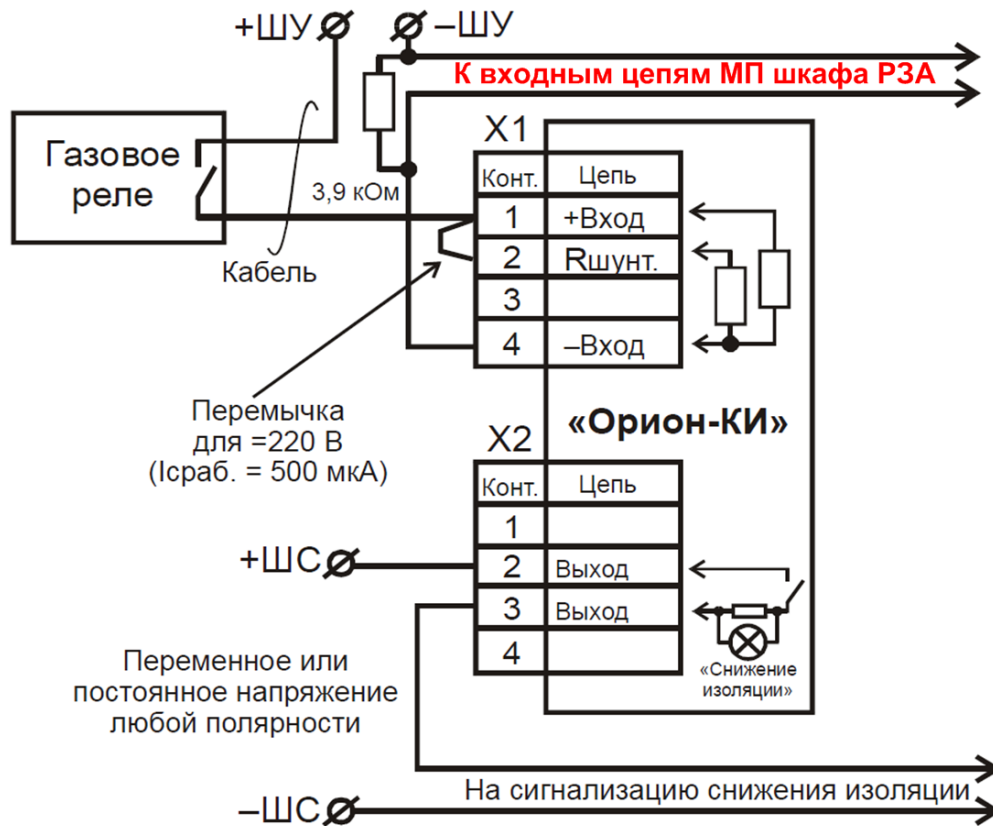


Рис. 6.9. Схема подключения устройства «Орион-КИ» к цепям газовой защиты и к входным цепям шкафа защит Т(АТ)

Применение устройств контроля изоляции цепей газовой защиты целесообразно на всех Т(АТ), ложное отключение которых может привести к перерыву электроснабжения потребителей или другим нежелательным последствиям.

6.3. Резервные защиты трансформатора (автотрансформатора)

К резервным защитам Т(АТ) относятся защиты, предназначенные для ближнего резервирования основных защит Т(АТ) и дальнего резервирования защит смежных присоединений при однофазных и междуфазных КЗ:

- дистанционные защиты (ДЗ) на стороне ВН и СН;
- токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП) на стороне ВН и СН;
- междуфазные токовые отсекки (МФТО) на стороне ВН и СН;

– максимальные токовые защиты (МТЗ) на стороне ВН, СН и НН.

Принципы выполнения перечисленных выше защит аналогичны принципам выполнения резервных защит ЛЭП (см. п. 5.1), поэтому подробное описание измерительных органов и функциональных схем данных защит мы опустим. Ниже будет рассматриваться концепция выполнения современных устройств, реализующих функции резервных защит на примере шкафов защит АТ производства ООО «НПП ЭКРА».

6.3.1. Резервные защиты автотрансформатора на базе микропроцессорных шкафов типа ШЭ2607 072 (071)

Шкаф типа ШЭ2607 072 ООО «НПП ЭКРА» [57] предназначен для резервной защиты одной стороны АТ (ВН или СН) с высшим напряжением 220 кВ и включает в себя:

– 4 ступени ДЗ, реализованные с использованием направленных реле сопротивления от междуфазных КЗ, БК и БНН: 1, 2 ступени направлены в сторону АТ (предназначены для резервирования основных защит АТ); 3, 4 ступени направлены в стороны шин (предназначены для дальнего резервирования в сетях ВН или СН);

– 5 ступеней ТЗНП, реализованные с использованием реле тока и реле мощности нулевой последовательности: 1, 2 ступени направлены в сторону АТ (предназначены для резервирования основных защит АТ); 3, 4, 5 ступени направлены в стороны шин (предназначены для дальнего резервирования в сетях ВН или СН);

– МФТО, реализованная с использованием трех реле максимального тока, включенных на токи фаз *A*, *B*, *C* и объединенных по схеме ИЛИ, либо по схеме $M \geq 2$ (срабатывание не менее 2 реле), определяемой программной накладкой (предназначена для частичного резервирования основных защит АТ);

– МТЗ, реализованная с использованием трех реле максимального тока, включенных на токи фаз *A*, *B*, *C* и объединенных по схеме ИЛИ с комбинированным пусковым органом по напряжению (предназначена для резервирования основных защит АТ и дальнего резервирования защит смежных присоединений).

Шкаф типа ШЭ2607 071 ООО «НПП ЭКРА» [58] дополнительно к перечисленным защитами содержит функцию АУВ и может применяться на стороне АТ (ВН или СН) при наличии на этой стороне сборных шин с одним выключателем на присоединение.

Наиболее полноценный комплекс защит АТ получается при установке двух шкафов ШЭ2607 072 (071) – один со стороны ВН, другой со стороны СН. Схема подключения шкафов резервных защит АТ со стороны ВН и СН к цепям тока и напряжения представлена на рис. 6.10.

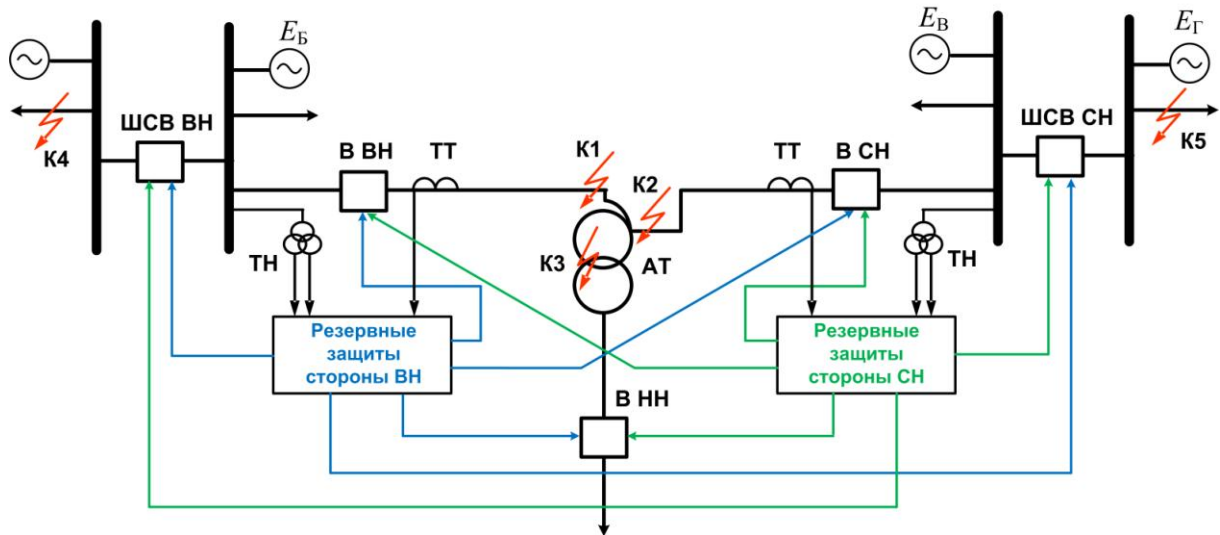


Рис. 6.10. Схема подключения шкафов резервных защит автотрансформатора к цепям тока и напряжения:

В ВН, В СН, В НН – выключатели ввода АТ, установленные со стороны ВН, СН и НН соответственно; ШСВ ВН, ШСВ СН – шиносоединительные выключатели, установленные со стороны ВН и СН соответственно;

ТТ – трансформаторы тока; ТН – трансформаторы напряжения;

E_A, E_B, E_B, E_G – эквивалентные Э.д.с. со стороны ВН и СН АТ;

К1, К2, К3, К4, К5 – места рассматриваемых КЗ

Рассмотрим поведение резервных защит АТ при различных местах КЗ (рис. 6.10). В зависимости от вида повреждения, будут работать измерительные органы ДЗ (при междуфазных КЗ), ТЗНП (при однофазных и двухфазных КЗ на землю), МФТО или МТЗ (при всех видах КЗ). На рис. 6.11 представлена схема выходных действий ДЗ автотрансформатора; на рис. 6.12 – схема выходных действий ТЗНП автотрансформатора; на рис. 6.13 – схема выходных действий МФТО и МТЗ автотрансформатора.

КЗ ближе к обмотке ВН АТ (повреждение К1 на рис. 6.10) находится в зоне действия 1-й ступени ДЗ, 1-й ступени ТЗНП, МФТО шкафа резервных защит стороны ВН, которые действуют с небольшой выдержкой времени на отключение АТ со всех сторон (рис. 6.11–6.13).

КЗ ближе к обмотке СН АТ (повреждение К2 на рис. 6.10) находится в зоне действия 1-й ступени ДЗ, 1-й ступени ТЗНП, МФТО шкафа

резервных защит стороны СН, которые действуют с небольшой выдержкой времени на отключение АТ со всех сторон (рис. 6.11–6.13).

КЗ внутри АТ (повреждение КЗ на рис. 6.10) находится в зоне действия 2-й ступени ДЗ, 2-й ступени ТЗНП шкафов резервных защит стороны ВН и СН, которые, благодаря, реализованным в шкафах резервных защит цепям взаимного ускорения защит сторон ВН и СН действуют с небольшой выдержкой времени на отключение АТ со всех сторон (рис. 6.11, 6.12). Цепь взаимного ускорения вводится при приёме сигнала срабатывания измерительных органов 2-й ступени ДЗ (2 ступени ТЗНП) смежной стороны или при отключенном выключателе ввода АТ смежной стороны (по сигналу *KQT*). При отсутствии цепей взаимного ускорения (например, в случае неисправности резервных защит одной из сторон), 2-я ступень ДЗ, 2-я ступень ТЗНП действуют (рис. 6.11, 6.12):

- с первой выдержкой времени на отключение ШСВ смежной стороны;
- со второй выдержкой времени на отключение ввода смежной стороны;
- с третьей выдержкой времени на отключение АТ со всех сторон.

КЗ в сети ВН (повреждение К4 на рис. 6.10) в зависимости от расстояния до места повреждения будут ликвидироваться 3-й или 4-й ступенью ДЗ; 3-й, 4-й или 5-й ступенью ТЗНП шкафа резервных защит стороны ВН, которые действуют (рис. 6.11, 6.12):

- с первой выдержкой времени на отключение ШСВ ВН;
- со второй выдержкой времени на отключение В ВН;
- с третьей выдержкой времени на отключение АТ со всех сторон.

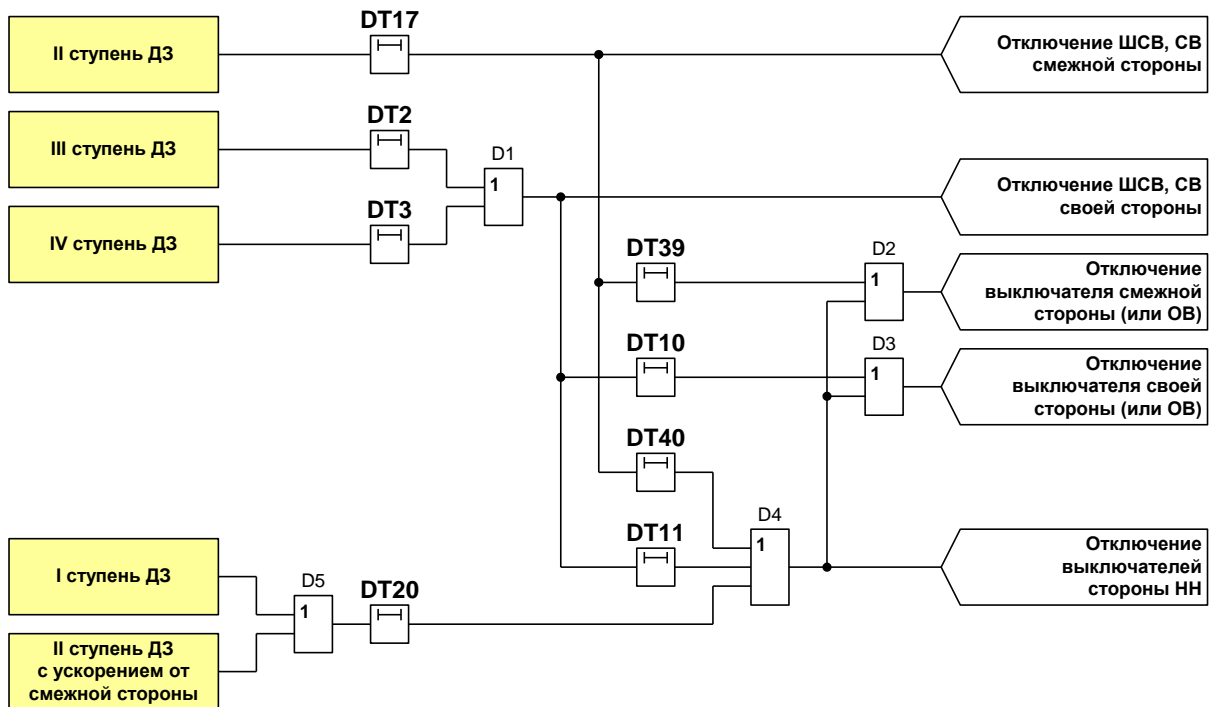


Рис. 6.11. Схема выходных действий ДЗ автотрансформатора

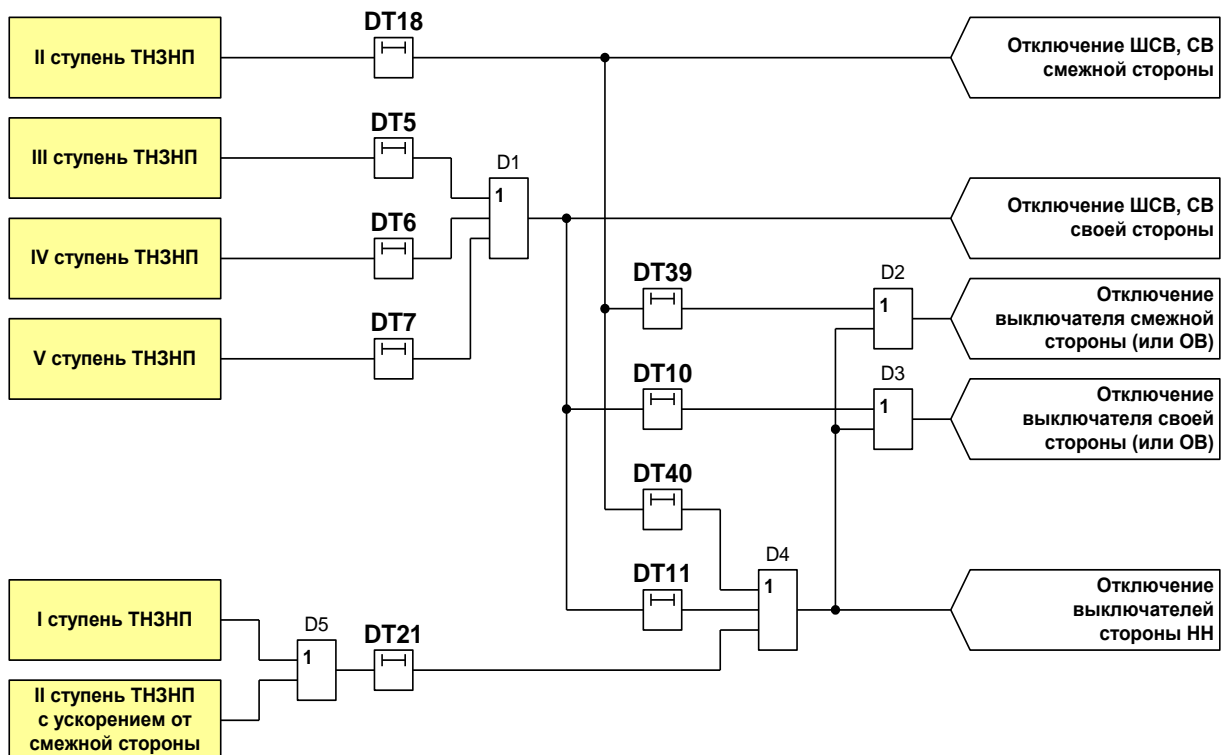


Рис. 6.12. Схема выходных действий ТЗНП автотрансформатора

КЗ в сети СН (повреждение К5 на рис. 6.10) в зависимости от расстояния до места повреждения будут ликвидироваться 3-й или 4-й

ступенью ДЗ; 3-й, 4-й или 5-й ступенью ТЗНП шкафа резервных защит стороны СН, которые действуют (рис. 6.11, 6.12):

- с первой выдержкой времени на отключение ШСВ СН;
- со второй выдержкой времени на отключение В СН;
- с третьей выдержкой времени на отключение АТ со всех сторон.

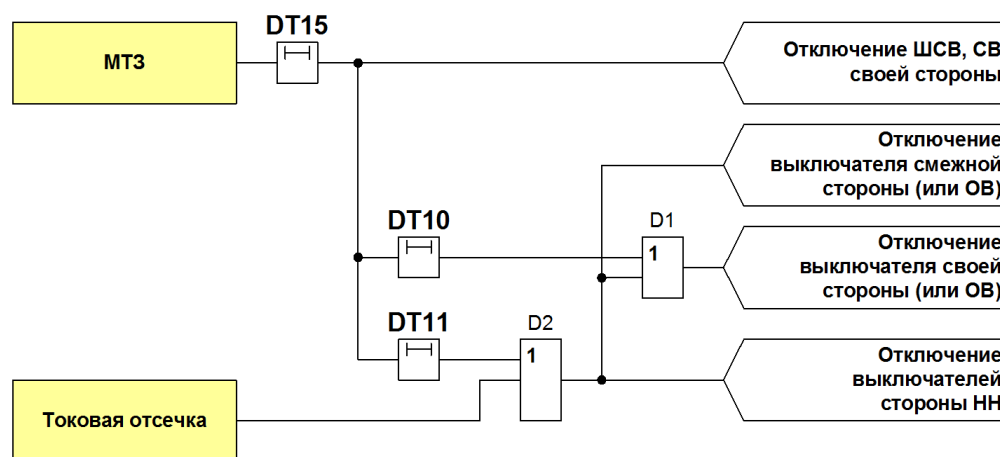


Рис. 6.13. Схема выходных действий МФТО и МТЗ автотрансформатора

КЗ внутри АТ (повреждение КЗ на рис. 6.10) также резервируются МТЗ шкафов резервных защит стороны ВН и СН, которые действуют (рис. 6.13):

- с первой выдержкой времени на отключение ШСВ своей стороны;
- со второй выдержкой времени на отключение ввода своей стороны;
- с третьей выдержкой времени на отключение АТ со всех сторон.

6.3.2. Резервные защиты автотрансформатора на базе микропроцессорных шкафов типа ШЭ2607 042 (042043)

Шкаф типа ШЭ2607 042 (042043) ООО «НПП ЭКРА» [54,55] реализует помимо функций основных защит АТ, также функции защит стороны НН:

- логическая защиты шин (ЛЗШ) стороны НН (в терминале БЭ2704 043);
- МТЗ стороны НН (в терминалах БЭ2704 042, БЭ2704 043).

Назначение ЛЗШ стороны НН: защита от КЗ на шинах НН. Реагирующим органом ЛЗШ является реле максимального тока с блокировкой от реле тока МТЗ отходящих от шин НН фидеров.

Принцип действия ЛЗШ удобно рассмотреть на примере, приведённом на рис. 6.14.

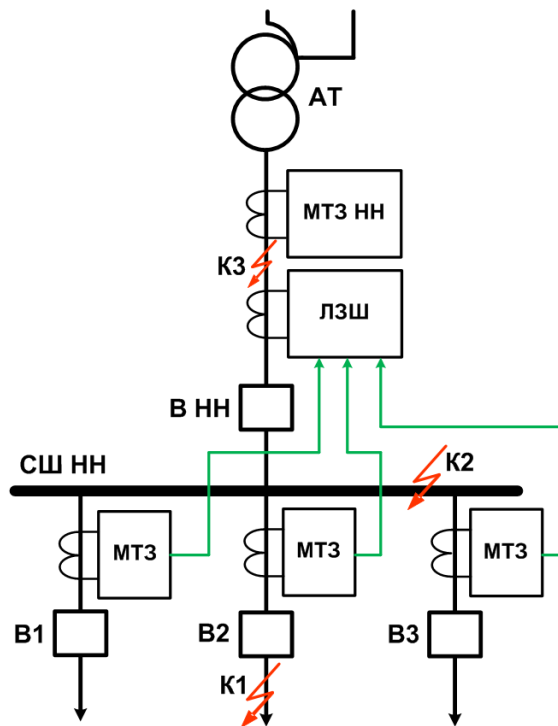


Рис. 6.14. К пояснению принципа действия ЛЗШ, МТЗ стороны НН

При К3 на отходящем от шин НН фидере (повреждение К1 на рис. 6.14), по условию селективности, сработает МТЗ данного фидера и отключит выключатель В2. При этом работа ЛЗШ заблокируется сигналом, полученным от реле тока МТЗ данного фидера.

При К3 на шинах НН (повреждение К2 на рис. 6.14), трансформаторы тока, установленные на отходящих фидерах не будут обтекаться током, следовательно, реле тока МТЗ данных фидеров не сработают и не заблокируют действие ЛЗШ. После набора выдержки времени ЛЗШ подействует:

- с первой выдержкой времени на отключение ввода НН АТ;
- со второй выдержкой времени на отключение АТ со всех сторон.

Назначение МТЗ стороны НН: защита (резервирование защиты) от К3 на шинах НН и для резервирования защит элементов, присоединенных к этим шинам, а также резервирования ДЗОШ стороны НН АТ.

МТЗ стороны НН автотрансформатора резервирует МТЗ отходящих от шин НН фидеров, ЛЗШ стороны НН и ДЗОШ стороны НН при повреждениях в точках К1, К2, К3 соответственно (рис. 6.14), и действует:

- с первой выдержкой времени на отключение ввода НН АТ;
- со второй выдержкой времени на отключение АТ со всех сторон.

Контрольные вопросы

1. Объясните принцип выравнивания сравниваемых токов по амплитуде в микропроцессорных устройствах дифференциальной защиты трансформатора (автотрансформатора) и ошиновки.

2. Назовите назначение участков на характеристике срабатывания микропроцессорной дифференциальной защиты трансформатора (автотрансформатора).

3. Опишите принцип выполнения цепей газовой защиты трансформатора (автотрансформатора) в микропроцессорном шкафу защит трансформатора (автотрансформатора).

4. Опишите работу резервных защит автотрансформатора при различных повреждениях внутри автотрансформатора и при коротких замыканиях в зоне резервирования.

5. Объясните принцип действия логической защиты шин.

7. МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ ЗАЩИТЫ ГЕНЕРАТОРА

7.1. Основные понятия

Генерирующее оборудование – важнейший элемент электроэнергетической системы.

Основной задачей построения релейной защиты энергоблоков является обеспечение ее эффективного функционирования, по возможности, при любых видах повреждений, предотвращение развития повреждений и значительных разрушений защищаемого оборудования, а также предотвращение нарушений устойчивости в энергосистеме.

Особенностью релейной защиты генерирующего оборудования является необходимость увязки действия устройств релейной защиты с технологическими защитами и автоматикой энергоблока.

Основные требования к выполнению релейной защиты, обязательные при проектировании и в эксплуатации, устанавливают Правила устройства электроустановок и Правила технической эксплуатации и другие директивные материалы, созданные на основе многолетнего опыта научно-исследовательских разработок, производства, проектирования и эксплуатации устройств релейной защиты.

В зависимости от вида, мощности, типа системы охлаждения генератора, схемы его включения в сеть применяются различные виды защит. Рассмотрим далее возможные ненормальные и аварийные режимы генератора.

7.2. Ненормальные и аварийные режимы работы генератора

Большинство повреждений генератора вызывается нарушением изоляции обмоток статора и ротора. Эти нарушения обычно происходят вследствие старения изоляции, ее увлажнения, наличия в ней дефектов, а также в результате повышения напряжения, перенапряжений, механических повреждений, например, из-за вибрации стержней обмоток и стали магнитопровода.

Одним из наиболее вероятных и опасных видов повреждения генераторов, приводящих к большим разрушениям, являются витковые замыкания в обмотке статора, характеризующиеся большими токами в месте повреждения при незначительном изменении тока в неповрежденной части обмотки [59].

Замыкания между витками обычно сопровождаются замыканием на землю и в большинстве случаев возникают в результате развития повреждения, вызванного однофазным замыканием на землю [59].

К наиболее часто возникающим повреждениям обмотки статора относятся замыкания на землю. В месте замыкания на землю обычно возникает дуга, которая может вызвать значительные разрушения стали статора при большом токе повреждения [59].

Замыкания на землю наиболее вероятны на участках обмотки статора вблизи линейных выводов. Однако, как показал опыт эксплуатации, возможны замыкания на землю и вблизи нейтрали (в частности при снижении уровня изоляции под воздействием охлаждающей воды) [59].

Многофазные короткие замыкания в обмотке статора наиболее вероятны при развитии повреждения, вызванного однофазным замыканием на землю. Однако возможны и междуфазные короткие замыкания без земли, возникающие в лобовых частях обмотки. Большие токи повреждения при многофазных коротких замыканиях вызывают значительные разрушения генератора и должны отключаться быстродействующей защитой.

Распространенными видами повреждения обмотки ротора и цепи возбуждения являются замыкания на землю в одной и в двух точках [59].

Замыкание на землю в одной точке не сопровождается большими токами и не влияет на работу генератора. Однако при этом возникает опасность повреждения изоляции цепи возбуждения во второй точке. При его появлении часть обмотки ротора шунтируется, вследствие чего искажается магнитное поле машины. Это может привести к значительной вибрации и разрушению подшипников и уплотнений вала генератора. Возникновение дуги при замыкании на землю во второй точке может вызывать местные обгорания изоляции и оплавления меди обмотки [59].

Большую опасность для генераторов представляют несимметричные режимы. В несимметричном режиме возникает перегрузка генератора токами обратной последовательности, создающими вращающееся магнитное поле, направленное навстречу движению ротора. При этом в бочке ротора возникают токи двойной частоты, вызывающие нагрев зубцов и пазовых клиньев в торцовых зонах ротора [59].

Несимметрия токов возникает при неполнофазных режимах в энергосистеме (например, при работе устройства однофазного повторного включения на линиях), а также при больших несимметричных нагрузках близких потребителей. Причиной опасных нагревов ротора

турбогенератора токами обратной последовательности могут также послужить несимметричные внешние короткие замыкания [59].

Симметричные перегрузки возможны при обусловленных недостатком реактивной мощности на данном участке энергосистемы понижениях напряжения в сети, на которую работают энергоблоки. Однако чаще перегрузка генератора по току статора возникает как следствие перегрузки по току ротора, например из-за неисправности в системе возбуждения, вызывающей значительное увеличение тока в обмотке ротора [59].

Перегрузка генератора по току статора всегда сопровождается перегрузкой по току ротора. Для ликвидации перегрузки производится автоматическое снижение тока возбуждения с помощью блока разгрузки в автоматическом регуляторе возбуждения и защиты ротора от перегрузки. Последняя кроме действия на разгрузку, в случае если при этом перегрузка не устраняется, отключает генератор [59].

Опасным для турбогенераторов ненормальным режимом является значительное повышение напряжения обмотки статора, возможное в условиях холостого хода генератора при неисправностях в системе возбуждения или при обрыве цепей напряжения АРВ [59]. Для предотвращения таких повышений напряжения на генераторах специальная защита.

При потере возбуждения турбогенератор переходит в асинхронный режим и, продолжая выдавать активную мощность, получает возбуждение от сети. При этом снижается до нуля тормозной синхронный момент, частота вращения генератора увеличивается и возникает скольжение 0,3–0,7 % [59].

Процесс перехода к установившемуся асинхронному режиму может сопровождаться колебаниями скольжения, зависящими от характеристик регулирования турбины. Вследствие этого при возникновении асинхронного режима мощного турбогенератора, работающего с номинальной нагрузкой, возможно значительное скольжение и срабатывание автомата безопасности турбины [59].

Скольжение ротора относительно вращающегося магнитного поля создает вихревые токи в бочке ротора, вызывающие местные нагревы бандажных колец, пазовых клиньев и зубцов ротора. Кроме того, как показали исследования ВНИИЭ, вследствие перераспределения магнитных потоков в лобовых частях статора при работе генератора без возбуждения возникает повышенный нагрев крайних пакетов статора [59].

В условиях асинхронного режима вследствие потребления из сети большой реактивной мощности значительно увеличивается ток статора и понижается напряжение на выводах генератора. Поэтому активная мощность, выдаваемая генератором в асинхронном режиме, должна ограничиваться [59].

Асинхронный режим сопровождается колебаниями тока и напряжения статора, колеблется также и скольжение. Эти колебания обусловлены некоторым отличием сопротивлений генератора по осям d и q . Указанные колебания минимальны при разомкнутой цепи возбуждения. Однако при этом скольжение значительно больше, чем при закороченной или замкнутой на возбудитель обмотке ротора. Кроме того, при разомкнутой цепи возбуждения могут возникать опасные повышения напряжения на обмотке ротора [59].

При замкнутой на возбудитель обмотке ротора значительно возрастают колебания тока и напряжения статора и пульсация скольжения. При возможном замыкании обмотки ротора на выпрямительное устройство из-за изменений с частотой скольжения состояния ротора с закороченного на разомкнутое колебания частоты вращения могут превысить уровень, опасный для генератора и турбины, и периодически возникает повышенное напряжение на обмотке ротора [59].

Наилучшие условия работы генератора в асинхронном режиме достигаются при замыкании обмотки ротора на гасительное сопротивление. При этом существенно снижаются перенапряжения на обмотке ротора и не столь значительны колебания тока и напряжения статора, а скольжение намного меньше, чем при разомкнутой обмотке ротора, что создает более благоприятные условия для ресинхронизации генератора [59].

Отключение обмотки ротора от возбудителя (с помощью автомата гашения поля или инвертирования тиристорных преобразователей) и ее шунтирование гасительным сопротивлением должно производиться автоматически [59].

7.3. Продольная дифференциальная защита генератора

В качестве основной защиты от междуфазных коротких замыканий в генераторе применяется быстродействующая, чувствительная продольная дифференциальная защита с абсолютной селективностью. Продольная дифференциальная защита также может ликвидировать двойные замыкания на землю, одно из которых возникло в генераторе, а другое в

сети. Защита подключается на дифференциальный ток, образующийся в результате объединения токовых цепей трансформаторов тока со стороны линейных и нулевых выводов генератора (рис. 7.1).

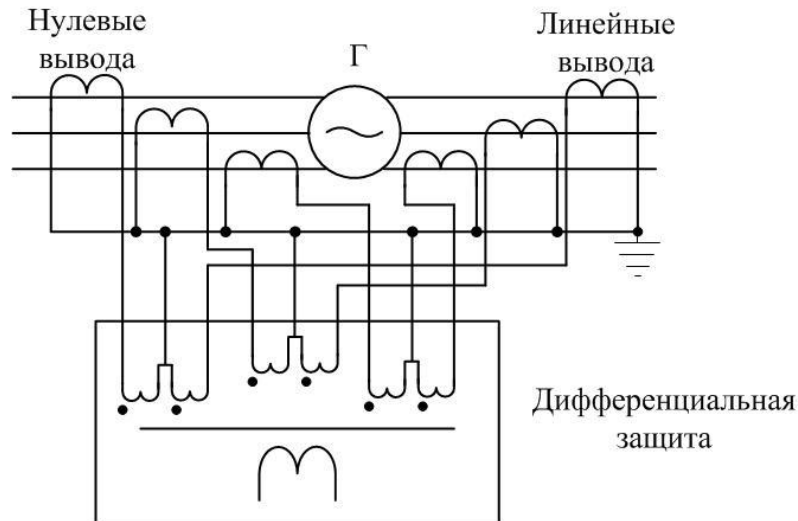


Рис. 7.1. Токовые цепи продольной дифференциальной защиты генератора

Принцип действия защиты основан на сравнении величин и фаз токов в начале и конце обмотки фазы статора. В идеале, при внешнем коротком замыкании ток в дифференциальном реле равен нулю, так как фазы тока со стороны нейтральных и нулевых выводов отличаются на 180° , а амплитуды токов равны между собой. Однако в действительности ток отличен от нуля из-за неодинаковости характеристик намагничивания трансформаторов тока. Ток, протекающий через дифференциальное реле в нормальном режиме или при внешнем коротком замыкании, называется током небаланса. При больших сквозных токах внешнего короткого замыкания ток небаланса может достигать достаточных величин для излишней работы дифференциального реле. Для исключения неправильной работы дифференциальной защиты используется торможение, то есть создается дополнительный ток, который при внешнем коротком замыкании превышает дифференциальный рабочий ток, реле не срабатывает. При внутреннем коротком замыкании ток в дифференциальном реле превышает ток контура торможения, так как в этом случае угол между векторами тока линейных и нулевых выводов генератора равен нулю, реле срабатывает.

В электромеханических устройствах торможение осуществлялось от тока фазы (рис. 7.2). Условие срабатывания реле можно записать следующим образом:

$$I_{\text{Д}} > k_{\text{Т}} \cdot I_{\text{Т}},$$

где $I_{\text{Д}}$ – дифференциальный ток срабатывания реле; $k_{\text{Т}}$ – коэффициент торможения; $I_{\text{Т}}$ – ток торможения.

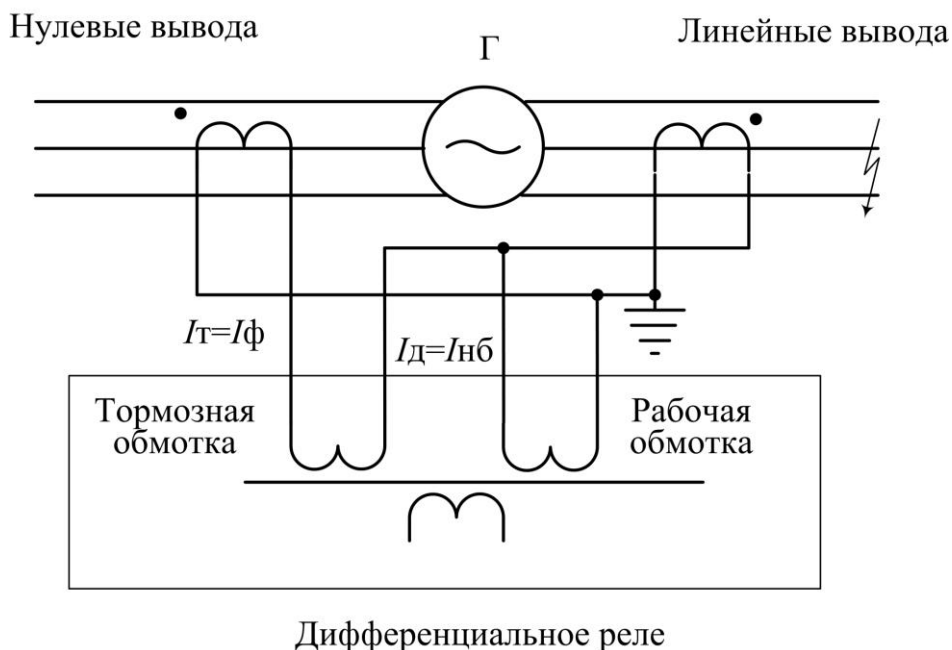


Рис. 7.2. Дифференциальное реле с торможением на примере одной фазы

При внешнем коротком замыкании по тормозной обмотке протекает фазный ток, который создает тормозной магнитный поток, направленный встречно с магнитным потоком рабочей обмотки. Если принять коэффициент торможения равным единице, т.е. количество витков тормозной и рабочей обмоток одинаковым, то срабатывание или не срабатывание дифференциального реле будет зависеть от величины тока торможения и дифференциального тока. В режиме внешнего короткого замыкания дифференциальный ток будет равен току небаланса, который меньше фазного тока. Следовательно, дифференциальное реле не срабатывает. При внутреннем коротком замыкании по тормозной обмотке также потечет фазный ток, а по дифференциальной (рабочей) обмотке потечет ток превышающий фазный. Соответственно дифференциальное реле работает.

В современных микропроцессорных терминалах продольной дифференциальной защиты генератора, например, фирмы «ЭКРА» используют характеристику срабатывания, представленную на рис. 7.3.

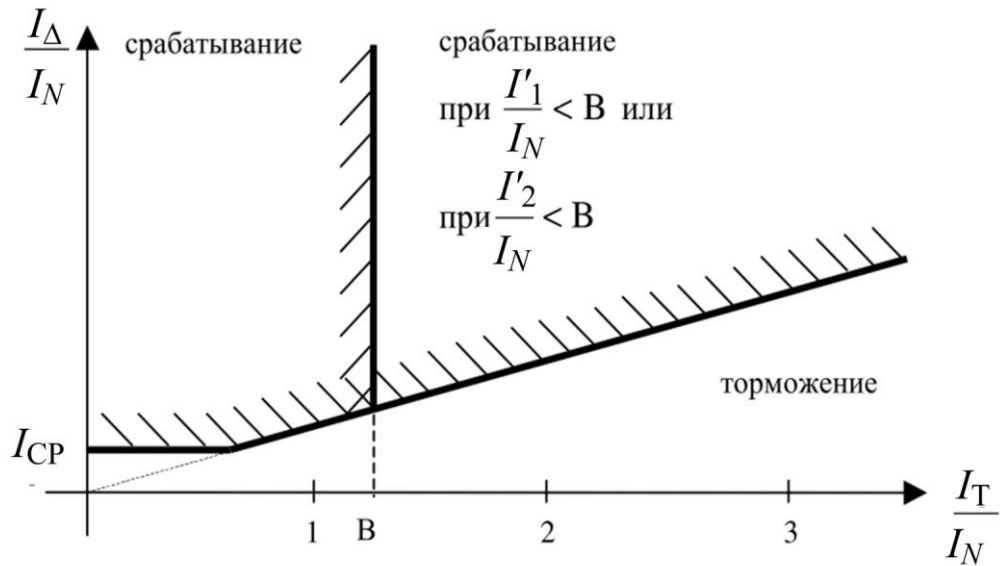


Рис. 7.3. Характеристика срабатывания микропроцессорной продольной дифференциальной защиты генератора:

I_{Δ} – дифференциальный ток; I_N – номинальный ток; I'_1, I'_2 – фазные токи со стороны линейных и нулевых выводов генератора соответственно; I_T – тормозной ток; B – точка излома характеристики срабатывания (на наклонном отрезке характеристики обеспечивается устойчивость функционирования защиты при сквозных коротких замыканиях с насыщением трансформаторов тока (при тормозном токе более B))

Тормозной ток определяется по следующему выражению:

$$I_T = \sqrt{I_1 \cdot I_2 \cdot \cos \alpha}, \text{ для } \cos \alpha > 0 \text{ (сквозное короткое замыкание),}$$

$$I_T = 0, \text{ для } \cos \alpha < 0 \text{ (внутреннее короткое замыкание),}$$

где α – угол между фазными токами, протекающими со стороны линейных и нулевых выводов.

В состав микропроцессорной продольной дифференциальной токовой защиты входит дифференциальная токовая отсечка, обеспечивающая быстрое и надежное срабатывание защиты при внутренних коротких замыканиях с большими токами.

Функциональная логическая схема микропроцессорной дифференциальной токовой защиты представлена на рис. 7.4 [60].

В современных терминалах продольной дифференциальной защиты для обеспечения дифференциального включения реле имеется

возможность программного изменения полярности входных токов, что является удобным при наладке и вводе в работу защиты. Также в микропроцессорном исполнении дифференциальной защиты имеется возможность контроля исправности токовых цепей.

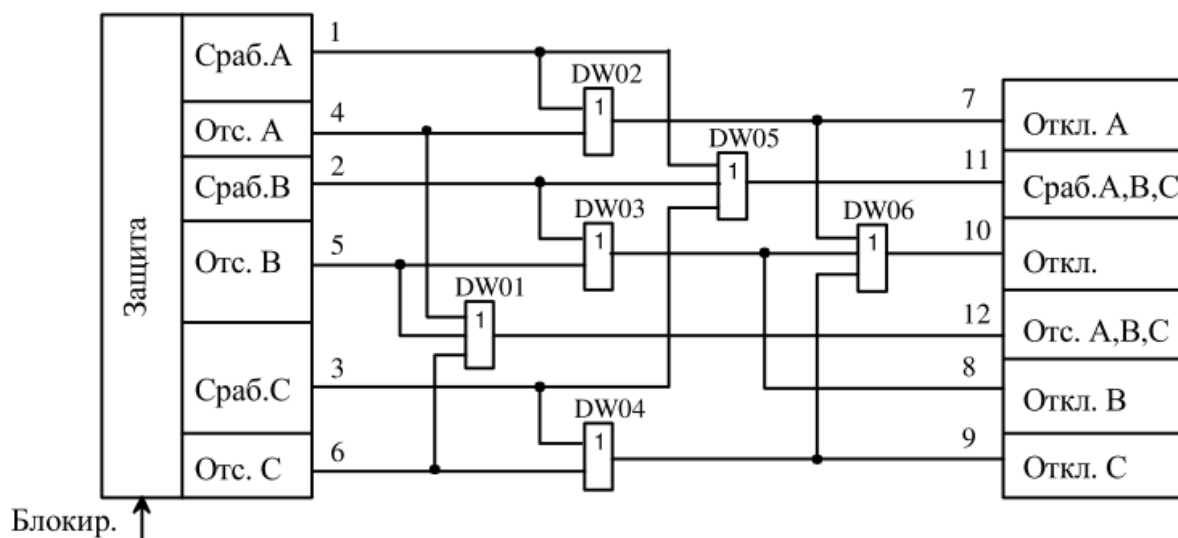


Рис. 7.4. Функциональная логическая схема микропроцессорной продольной дифференциальной защиты генератора ООО «НПП «ЭКРА»

7.4. Поперечная дифференциальная защита генератора

Для защиты от витковых замыканий в обмотке статора с двумя параллельными ветвями (рис. 7.5) применяют односистемную поперечную дифференциальную защиту, реагирующую на разность суммарных токов трех фаз в указанных параллельных ветвях [59].

Токовые цепи защиты представлены на рис. 7.5.

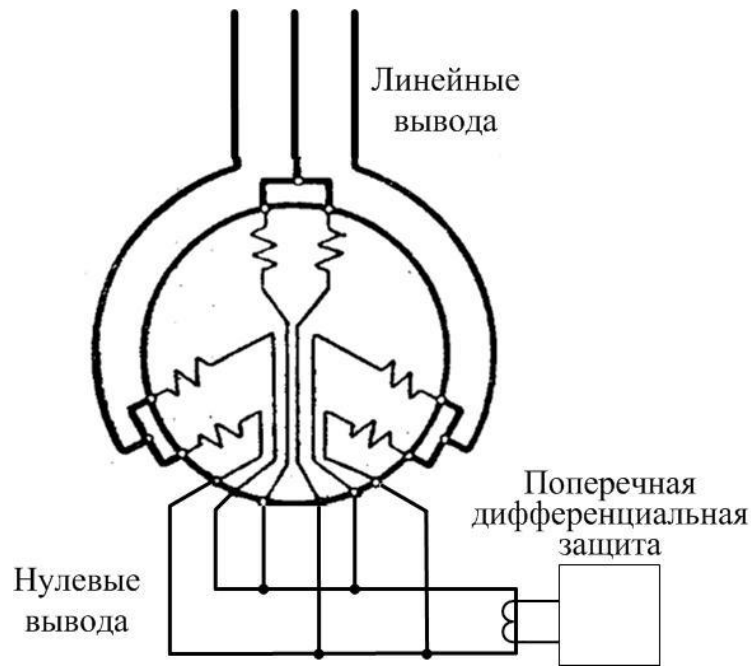


Рис. 7.5. Токовые цепи поперечной дифференциальной защиты

В нормальных условиях и при внешних коротких замыканиях в параллельных ветвях 1 и 2 каждой фазы генератора наводятся одинаковые по величине и фазе электродвижущие силы E_1 и E_2 . Сопротивления параллельных ветвей равны, и поэтому токи ветвей 1 и 2 в нормальном режиме и при внешнем коротком замыкании также равны по величине и совпадают по фазе (рис. 7.6).

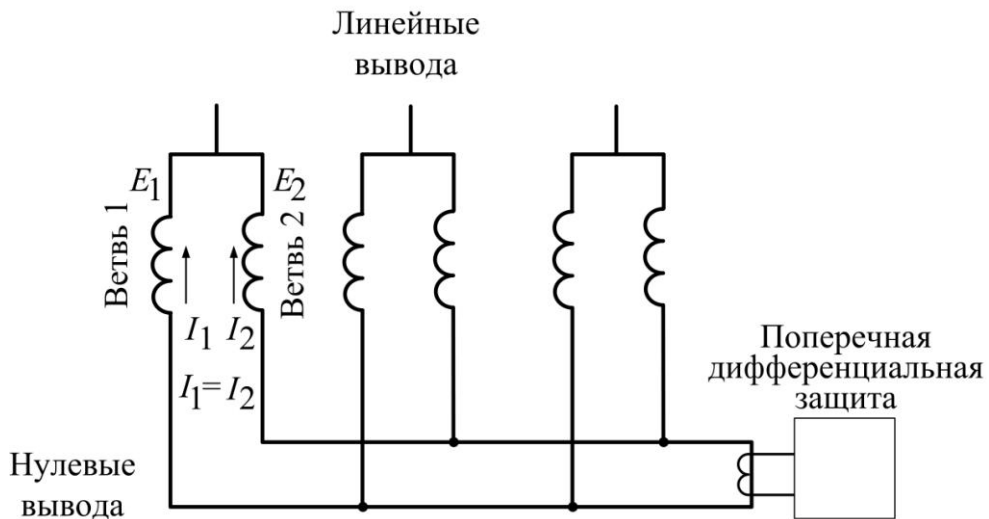


Рис. 7.6. Распределение токов ветвей 1 и 2 фазы A генератора в нормальном режиме и режиме внешнего короткого замыкания

В случае замыкания части витков w_K ветви одной фазы электродвижущая сила и сопротивление поврежденной ветви (ветвь 2 на рис. 7.7) уменьшается за счет повредившихся витков w_K , замкнутых накоротко. В результате этого нарушается баланс электродвижущих сил E_1 и E_2 и токов в параллельных ветвях поврежденной фазы. Появляется электродвижущая сила $E=E_1-E_2$, под действием которой в контуре поврежденной фазы возникает уравнительный ток

$$I_y = \frac{(E_1 - E_2)}{x_1 + x_2},$$

где x_1 и x_2 – индуктивные сопротивления ветвей 1 и 2 соответственно (активные сопротивления не учитываются, так как они малы); E_1 и E_2 – электродвижущие силы неповрежденной и поврежденной ветвей.

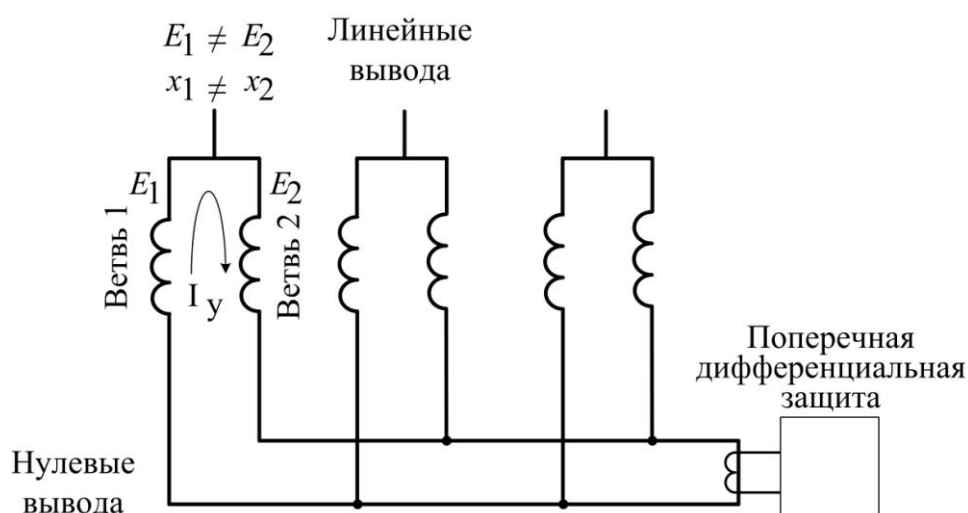


Рис. 7.7. Замыкание части витков фазы A генератора

Чем меньше число замкнувшихся витков w_K , тем меньше будет различие между E_1 и E_2 . Следовательно, с уменьшением w_K будет уменьшаться и ток повреждения I_y из-за уменьшения E_1-E_2 .

Нарушение равенства токов в параллельных ветвях статора генератора, происходящее при витковых замыканиях, и появление уравнительного тока I_y используются для выполнения защиты от этого вида повреждения.

Три параллельные ветви 1 фаз статора A , B и C и три параллельные ветви 2 тех же фаз соединяются отдельно в две «звезды» с двумя выведенными наружу нейтралями $N1$ и $N2$. Нейтрали соединяются друг с

другом нулевым проводом Н1–Н2. В цепи нулевого провода устанавливается трансформатор тока. К его вторичной обмотке через фильтр подключается токовое реле. Фильтр пропускает ток основной частоты 50 Гц и запирает ток высших гармоник, в том числе третьей гармоники.

Поскольку величина тока I_y уменьшается с уменьшением числа замкнутых витков w_k , защита имеет мертвую зону. Она не действует, когда величина уравнивающего тока меньше уставки срабатывания.

Трансформатор тока, питающий защиту, выбирается без учета тока нагрузки, поскольку ток появляется в нем только кратковременно при повреждениях.

В отличие от всех остальных схем дифференциальных защит в данной схеме погрешность трансформатора тока не вызывает токов небаланса и поэтому к его точности (характеристикам намагничивания) не предъявляют особых требований.

На основании опыта эксплуатации ток срабатывания защиты принимается равным (20–30 %) номинального тока генератора. Как показывает опыт, такая уставка при наличии фильтра обеспечивает достаточную отстройку от тока небаланса.

Поперечная дифференциальная защита может срабатывать при витковых замыканиях в обмотке ротора вследствие неравенства токов в параллельных ветвях обмотки статора, обусловленного искажением магнитного поля в воздушном зазоре. Поэтому ранее предусматривалось введение в защиту выдержки времени 0,5–1 с при появлении замыкания на землю в одной точке цепи возбуждения для предотвращения излишних отключений генератора (блока) при переходящих кратковременных замыканиях на землю во второй точке этой цепи [59].

Однако в связи с повышенной опасностью развития повреждений для турбогенераторов с непосредственным охлаждением при витковых замыканиях в обмотках статора замедление поперечной дифференциальной защиты для этих генераторов недопустимо, и она выполняется без выдержки времени [59].

Ликвидация витковых замыканий в обмотке статора, не имеющей параллельных ветвей, возлагается на защиту от замыканий на землю [59].

7.5. Защиты от замыканий на землю в обмотке статора

В соответствии с [28] при появлении однофазного замыкания на землю в обмотке статора или цепи генераторного напряжения блочный

генератор (синхронный компенсатор) или блок при отсутствии генераторного выключателя должен автоматически отключаться, а при отказе защиты – немедленно разгружаться и отключаться от сети:

– на блоках генератор-трансформатор (компенсатор-трансформатор) без ответвлений на генераторном напряжении и с ответвлениями к трансформаторам собственных нужд - независимо от значения ёмкостного тока замыкания;

– при замыкании на землю в обмотке статора блочных генераторов и синхронных компенсаторов, имеющих электрическую связь на генераторном напряжении с сетью собственных нужд или потребителей, - при токе замыкания 5 А и более.

Такие же меры должны быть предусмотрены при замыкании на землю в обмотке статора генераторов и компенсаторов, работающих на сборные шины при естественном токе замыкания на землю 5 А и более [28].

В связи с тем, что существуют различные первичные схемы подключения генераторов к сети (генератор, работающий на сборные шины, блок генератор-трансформатор, укрупненный блок и т.д.) в настоящее время выпускается несколько вариантов исполнения защиты от замыкания на землю статора генератора.

7.5.1. Защиты от замыканий на землю статора генератора, работающего на сборные шины

Для защиты статора генератора, работающего на сборные шины, предусмотрены три вида защит:

1) защита с контролем основной гармонической составляющей тока нулевой последовательности;

2) защита с контролем основной и третьей гармонических составляющих тока и напряжения нулевой последовательности;

3) защита с наложением контрольного тока с частотой 25 Гц через дугогасящую катушку сети с компенсированной нейтралью.

Защита от замыканий на землю с контролем основной составляющей тока нулевой последовательности подключается к трансформатору тока нулевой последовательности, установленному на линейных выводах генератора (рис. 7.8).

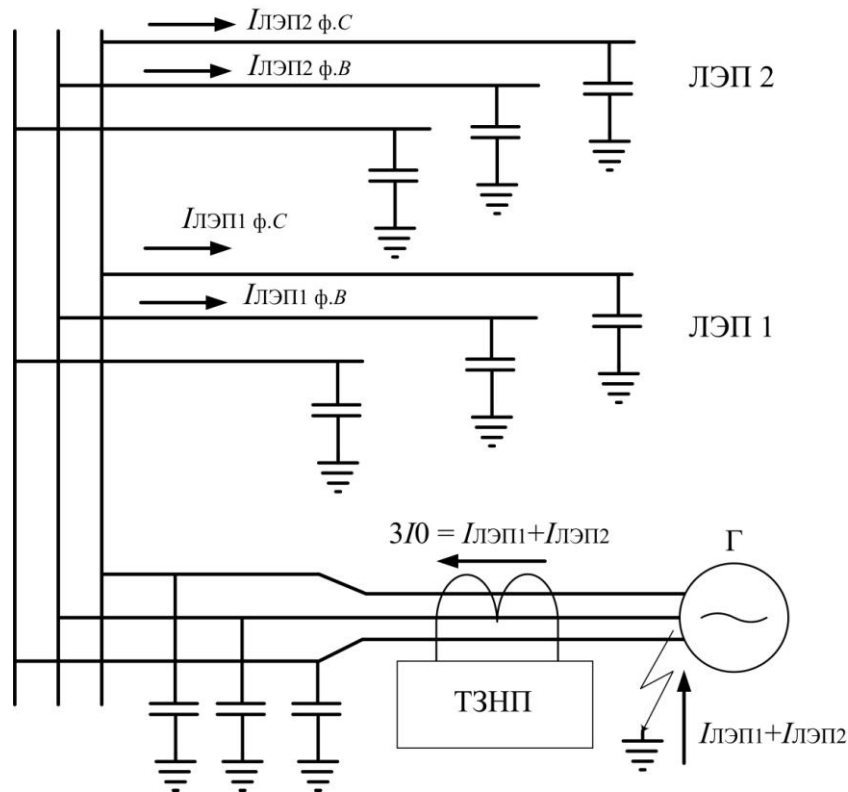


Рис. 7.8. Защита от замыканий на землю с контролем основной составляющей тока нулевой последовательности

Данная защита контролирует уровень тока замыкания на землю, обусловленного суммарной ёмкостью неповрежденных фаз присоединений сети. Если повреждение произошло в генераторе, то ток замыкания, протекающий через трансформатор тока защиты, будет больше по сравнению с тем же током только при внешнем замыкании на землю. Этот критерий позволяет организовать селективную защиту от замыканий на землю статора генератора. Защита является простой, однако имеет ряд ограничений при ее применении:

- защита не может применяться в сети с компенсированной нейтралью;

- суммарная величина ёмкости присоединений должна отличаться от величины ёмкости генератора, в противном случае защита будет не работоспособна;

- имеется мертвая зона в части обмотки со стороны нейтрали генератора;

- защита не фиксирует кратковременные перемежающиеся замыкания на землю, от фиксации которых в соответствии с [61] можно получить положительный эффект, в основном, возможностью

практического использования информации о кратковременных пробоях для профилактики изоляции.

В связи с тем, что в сетях с компенсированной нейтралью вышеуказанная защита неприменима, для защиты генератора применяется **защита с контролем основной и третьей гармонических составляющих тока и напряжения нулевой последовательности**. Функционально-логическая схема защиты представлена на рис. 7.9.

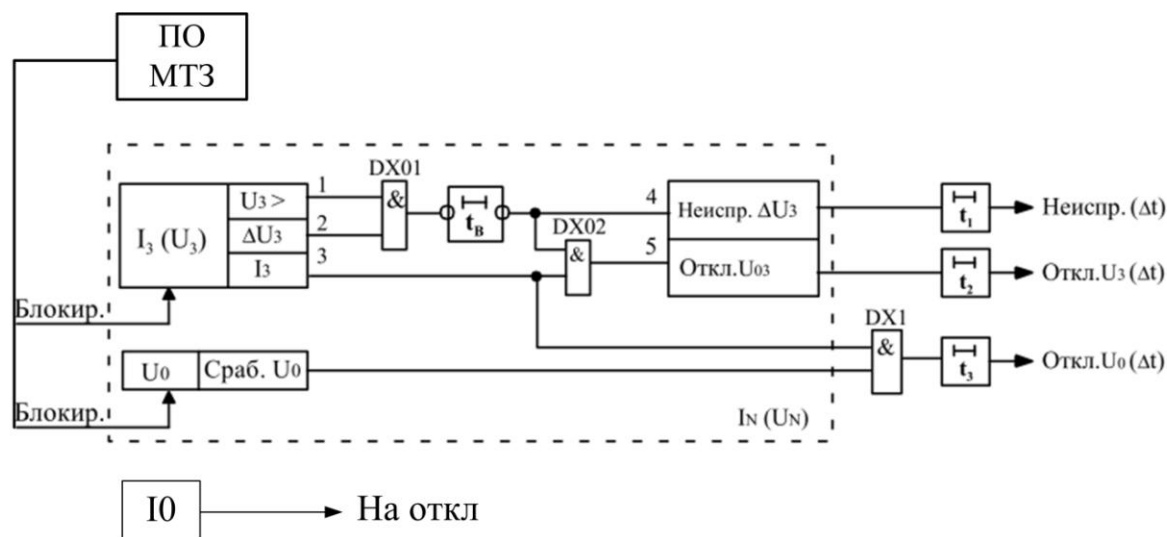


Рис. 7.9. Функционально-логическая схема защиты с контролем основной и третьей гармонических составляющих

К защите подводятся ток нулевой последовательности от трансформаторов тока линейных выводов генератора и напряжение нулевой последовательности от трансформатора напряжения линейных выводов генератора [61].

Защита содержит пусковые органы напряжения нулевой последовательности (рис. 7.9):

- U_0 реагирует на составляющие основной частоты;
- U_3 реагирует на составляющие третьей гармоники;
- ΔU_3 реагирует на относительное приращение третьей гармоники, а также отключающие органы I_3 , реагирующий на составляющие третьей гармоники, и I_0 , реагирующий на составляющие основной частоты.

При отсутствии замыкания на землю ток нулевой последовательности определяется небалансом нормального режима.

При устойчивом металлическом замыкании на землю на одном из выводов обмотки статора в зоне работы защиты, по ее двум

неповрежденным фазам проходят составляющие не промышленной частоты (в том числе и третьей гармоники), обусловленные ёмкостями неповрежденных фаз сети и фаз обмотки статора генератора. Эти составляющие складываются в месте повреждения. Уровень тока нулевой последовательности не промышленной частоты, который проходит через трех трансформаторный фильтр тока нулевой последовательности определяется суммой токов всех фаз со стороны сборных шин, обусловленных ёмкостями неповрежденных фаз.

При внешнем однофазном замыкании уровень тока нулевой последовательности не промышленной частоты определяется суммой токов неповрежденных фаз обмотки статора защищаемого генератора.

Действие защиты разрешается от пускового органа U_0 , что обеспечивает защиту 85–90 % витков обмотки статора со стороны фазных выводов.

При замыкании на землю со стороны нейтрали действие защиты разрешается от пускового органа ΔU_3 при условии, что уровень составляющих третьей гармоники на выводах генератора в предшествующем режиме был достаточен для работы органа U_3 .

При двойном замыкании на землю (одно в обмотке статора генератора, а другое в сети) работает отключающий орган тока I_0 .

В связи с тем, что, например, при внешних коротких замыканиях увеличивается величина тока небаланса, проходящего через цифровое реле, защиту блокируют для исключения неправильной работы сигналом от токового реле максимальной токовой защиты генератора (ПО МТЗ).

В соответствии с [59] электродвижущая сила генератора всегда содержит составляющую третьей гармоники, и ее уровень достаточен для работы устройств защиты. Электродвижущие силы третьей гармоники во всех трех фазах одинаковы и совпадают по фазе. Высшие гармоники появляются в результате несинусоидального распределения электродвижущей силы, наличия пазов на статоре и роторе, насыщения стали, а также других причин.

Вышеописанная защита также имеет ряд ограничений в применении:

- суммарная величина ёмкости присоединений должна отличаться от величины ёмкости генератора, в противном случае защита будет не работоспособна;

- защита не фиксирует кратковременные перемежающиеся замыкания на землю.

Другим видом защиты генератора от однофазных замыканий на землю в сети с компенсированной нейтралью является **защита с**

наложением контрольного тока с частотой 25 Гц через дугогасящую катушку сети с компенсированной нейтралью.

На рис. 7.10 и 7.11 приведены схема подключения к аналоговым цепям и функционально-логическая схема выполнения защиты с использованием «наложенного» тока с частотой 25 Гц в компенсированной сети генераторного напряжения, применяемая в шкафу защит ООО «НПП ЭКРА».

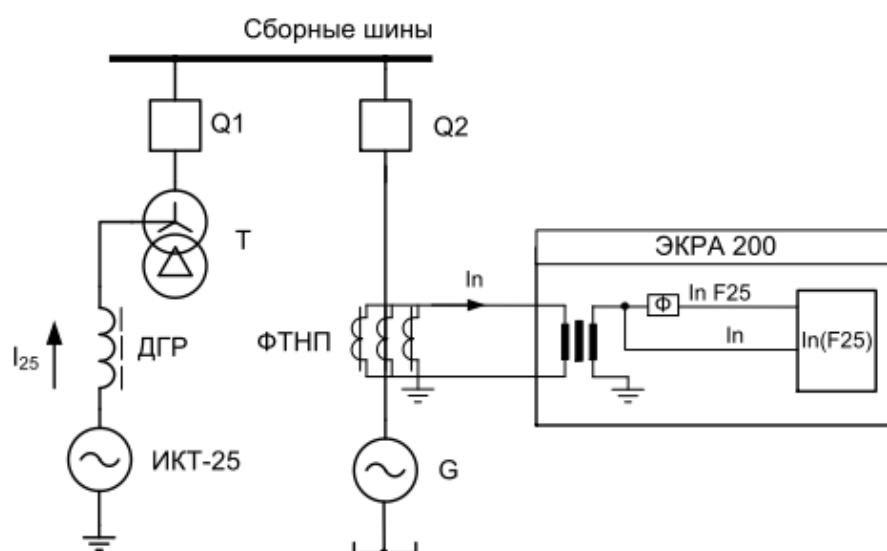


Рис. 7.10. Схема подключения защиты с наложением контрольного тока 25 Гц к аналоговым цепям

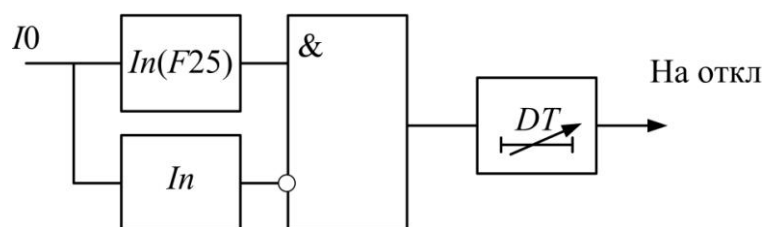


Рис. 7.11. Функционально-логическая схема защиты с наложением контрольного тока частотой 25 Гц

В установившемся режиме однофазного замыкания на землю действие защит линий и генераторов обеспечивается за счет искусственного наложения контрольного тока с частотой 25 Гц. Выходная обмотка источника включается последовательно с первичной обмоткой дугогасящего реактора. При использовании в сети нескольких дугогасящих реакторов их выходы со стороны земли объединяются и подключаются к контуру заземления через выходную обмотку делителя частоты [61].

Защита генераторов подключается к трёхтрансформаторному фильтру тока нулевой последовательности (ФТНП, рис. 7.10) из типовых трансформаторов тока. В нормальном режиме и при внешних однофазных замыканиях через фильтр тока нулевой последовательности, к которому подключена защита, не протекает ток частоты 25 Гц. При внутреннем однофазном замыкании на землю защита фиксирует ток через присоединение и действует на отключение генератора и останов турбины.

Различие по частоте тока небаланса фильтра тока нулевой последовательности (50 Гц и гармоники, кратные трем) и воздействующей величины (25 Гц) упрощает отстройку защиты от небаланса. В соответствии с [61] использование для действия защиты от однофазных замыканий на землю в компенсированных сетях "наложенного" тока с частотой 25 Гц позволяет обеспечить ее работоспособность и при дуговых прерывистых замыканиях за счет наличия в спектре переходного тока нулевой последовательности низкочастотных гармоник с частотой менее 50 Гц.

В состав защиты кроме измерительного органа тока нулевой последовательности частоты 25 Гц ($I_n(F25)$, рис. 7.10, 7.11) также входит измерительный орган (I_n рис., 7.10, 7.11), реагирующий на величину тока нулевой последовательности основной частоты. Данный орган (I_n) предназначен для исключения ложного срабатывания измерительного органа $I_n(F25)$ при насыщении фильтра тока нулевой последовательности при междуфазных коротких замыканиях или при обрыве цепей тока любого из трансформаторов тока фильтра тока нулевой последовательности [62].

Недостатками устройств, основанных на использовании «наложенного» тока с частотой 25 Гц являются влияние на устойчивость функционирования защиты:

- погрешностей трансформатора тока нулевой последовательности, возрастающих при уменьшении рабочей частоты [61];
- усложнение схемы первичной коммутации из-за необходимости подключения источника «наложенного» тока [61];
- сложности подключения источника вспомогательного тока при использовании в сети нескольких дугогасящих реакторов, установленных на разных объектах [61];
- сложности отстройки от естественных гармонических составляющих при внешних дуговых перемежающихся однофазных замыканиях на землю, при которых спектр тока зависит от параметров сети

и режима заземления нейтрали, положения точки однофазного замыкания в сети и других факторов [61].

7.5.2. Защиты от замыканий на землю статора генератора, работающего в блоке генератор-трансформатор

В данной подглаве рассмотрим следующие виды защит:

– защита с контролем основной и третьей гармонических составляющих напряжения нулевой последовательности в нейтрали и на линейных выводах;

– защита с наложением контрольного тока с частотой 25 Гц через дугогасительные реакторы генераторов укрупненного блока.

Защита с контролем основной и третьей гармонических составляющих напряжения нулевой последовательности в нейтрали и на линейных выводах является защитой от однофазных замыканий на землю всей обмотки статора генератора. Как правило, защита применяется на генераторах, не имеющих гальванической связи с системой собственных нужд или сетью потребителей. Однако при использовании двух выдержек времени, первая из которых действует на отключение системы собственных нужд, а вторая на отключение генератора, данная защита может быть использована.

Орган напряжения нулевой последовательности первой гармоники может обеспечить защиту 85–95 % витков обмотки статора со стороны фазных выводов, а остальная часть обмотки защищается с помощью органа напряжения третьей гармоники, охватывающего примерно 30 % витков обмотки со стороны нейтрали [59].

Из приведенной на рис. 7.12 эпюры (для одной фазы) напряжения третьей гармоники между фазой и землей в обмотке генератора видно, что в нормальном режиме напряжение третьей гармоники со стороны нейтрали (U_H) и выводов (U_B) составляет около $0,5E_3$ [59].

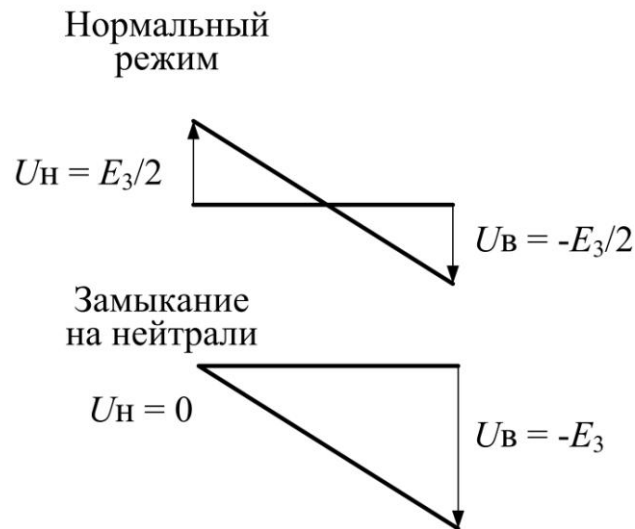


Рис. 7.12. Эпюры напряжения третьей гармоники между фазой и землей в обмотке генератора

При замыкании на землю нейтрали генератора $U_H = 0$, а $U_B = E_3$. Это изменение напряжений U_H и U_B используют в органе третьей гармоники.

Для обеспечения надежного функционирования органа третьей гармоники недостаточно использовать только напряжение U_B установившегося режима при замыкании на землю вблизи нейтрали в связи со значительными колебаниями уровня электродвижущей силы третьей гармоники (в 2–3 раза) в зависимости от режима работы генератора [59].

Если включить максимальное реле напряжения третьей гармоники на напряжение U_B , то его придется отстроить от максимального значения этого напряжения в нормальном режиме и тогда при замыкании на землю на нейтрали при минимальном значении U_B (например, в режиме холостого хода) оно окажется неработоспособным, так как увеличившееся в 2 раза минимальное значение U_B будет меньше напряжения срабатывания реле [59].

Поэтому для осуществления органа третьей гармоники, реагирующего на установившиеся значения составляющих электродвижущей силы третьей гармоники, используется действие напряжений U_B и U_H в различных комбинациях [59].

Однако осуществить защиту только на одном органе третьей гармоники нельзя, так как она имела бы мертвую зону в середине обмотки статора, при замыканиях в которой напряжения U_B и U_H оставались бы такими же, как при отсутствии замыкания (рис. 7.12) [59].

В применяемой ООО «НПП ЭКРА» микропроцессорной защите орган основной гармоники защищает 85 % обмотки статора генератора со стороны линейных выводов, а орган третьей гармоники защищает 30 % обмотки. Орган третьей гармоники состоит из рабочей и тормозной цепи. Рабочая цепь включается на сумму напряжений ($U_B + U_H$), а тормозная на напряжение U_H . Условие срабатывания защиты является следующее выражение:

$$|U_B + U_H| > |U_H|.$$

Схема подключения защиты к аналоговым цепям представлена на рис. 7.13.

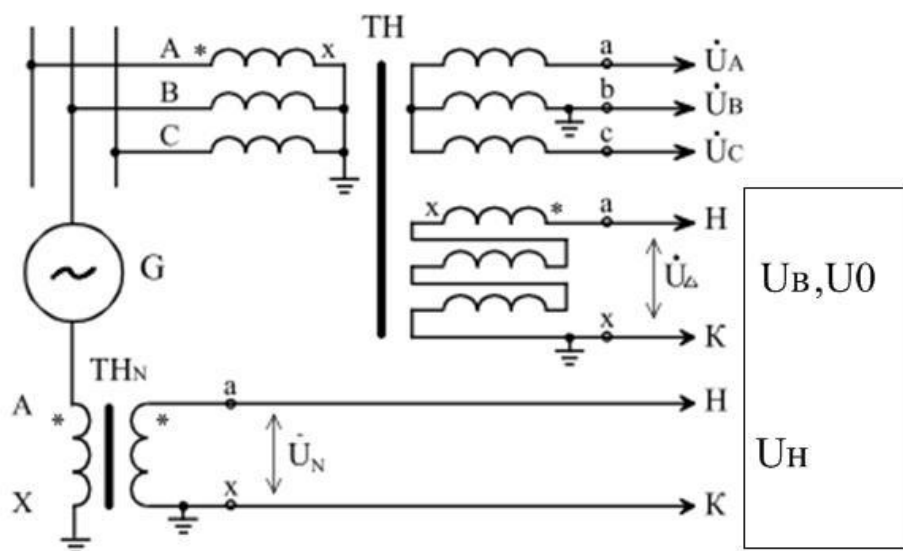


Рис. 7.13. Подключение защиты к аналоговым цепям

Со стороны линейных выводов обычно номинальное первичное напряжение трансформатора напряжению соответствует фазному номинальному напряжению генератора, а номинальное вторичное напряжение дополнительных обмоток трансформатора напряжения, соединенных в «разомкнутый треугольник», равно 100/3 В. При этом в нейтрали должен быть установлен трансформатор напряжения с таким же номинальным первичным напряжением, как и трансформатор напряжения на линейных выводах, и со вторичным номинальным напряжением 100 В [59]. Разные вторичные номинальные значения напряжения связаны с тем, что электродвижущие силы третьей гармоники одинаковы во всех трех фазах, совпадают по фазе, а напряжение на выходе дополнительной

обмотки трансформатора напряжения есть сумма напряжений трех фаз, то есть сумма напряжений третьей гармоники в трех фазах. На нейтрали же замеряется в три раза меньше значение напряжение третьей гармоники. Таким образом, для выравнивания значений напряжений третьей гармоники U_B и U_H используют разные коэффициенты трансформации трансформаторов напряжения, установленных со стороны линейных и нулевых выводов генератора.

Функционально-логическая схема защиты представлена на рис. 7.14.

В защите имеется орган контроля напряжения обратной последовательности, предназначенный для блокировки действия защиты при внешних однофазных коротких замыканиях в сети высшего напряжения трансформатора блока. Однако, как правило, данный орган для блокировки защиты не требуется, поскольку при необходимости можно загрузить орган основной гармоники [60].

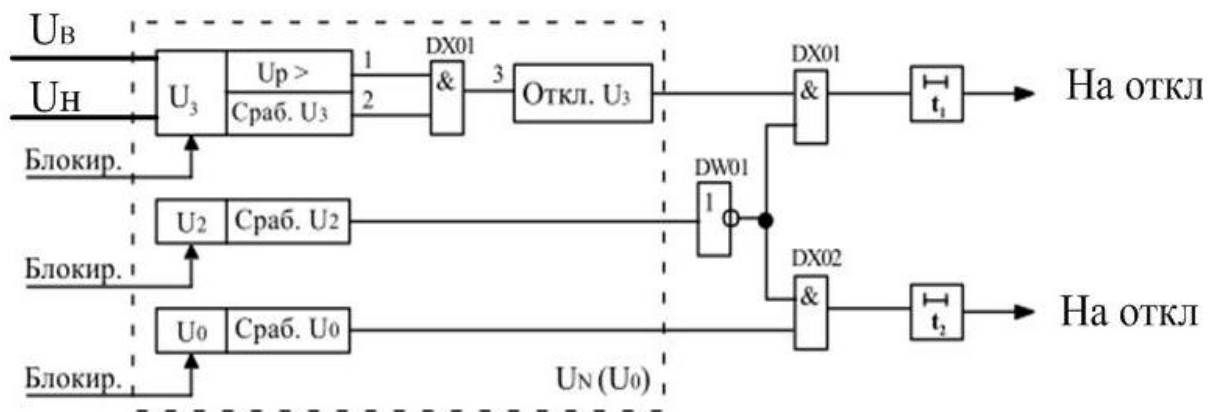


Рис. 7.14. Функционально-логическая схема защиты с контролем основной и третьей гармонических составляющих напряжения нулевой последовательности в нейтрали и на линейных выводах

Так же как и на генераторах, работающих на сборные шины, применяются защиты с наложением контрольного тока и на генераторах, работающих в составе блока генератор-трансформатор. Рассмотрим защиту с наложением контрольного тока с частотой 25 Гц через дугогасительные реакторы генераторов укрупненного блока.

Защита применима для гидрогенераторов, нейтрали которых заземлены через дугогасящие реакторы, и основана на принципе сравнения фаз низкочастотных составляющих токов нулевой последовательности на выводах генератора и в нейтрали генератора.

Защита подключается к выходу трехтрансформаторного фильтра тока нулевой последовательности трансформаторов тока линейных выводов генератора и к выходу фильтра тока нулевой последовательности трансформаторов тока в нейтрали генератора. При этом защита реагирует на разность токов нулевой последовательности [60]. На рис. 7.15 представлена схема подключения защиты к аналоговым цепям.

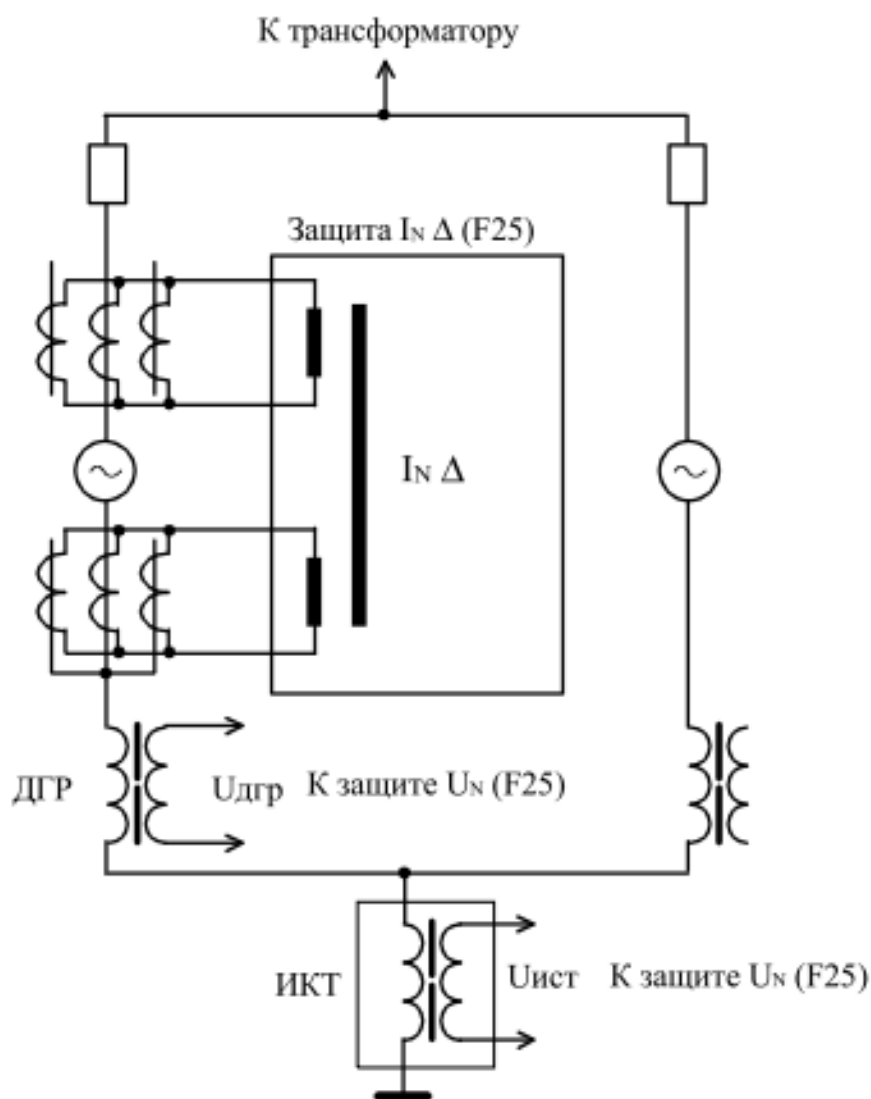


Рис. 7.15. Схема подключения защиты с наложением контрольного тока с частотой 25 Гц через дугогасительные реакторы генераторов укрупненного блока к аналоговым цепям

При устойчивых замыканиях на землю работа защиты обеспечивается за счет токов, создаваемых с помощью источника контрольного тока с частотой 25 Гц (ИКТ), который включается в цепь дугогасящих реакторов со стороны их заземляемого вывода (рис. 7.15).

Направления токов при устойчивом замыкании, как видно из рис. 7.16, в поврежденном генераторе на выводах и в нейтрали направлены встречно, а в неповрежденном генераторе имеют одинаковые направления [60]. При устойчивых замыканиях защита не имеет зоны нечувствительности по виткам обмотки статора. При питании источника контрольного тока от источника, независимого от генератора, защита сохраняет работоспособность на остановленном или невозбужденном генераторе.

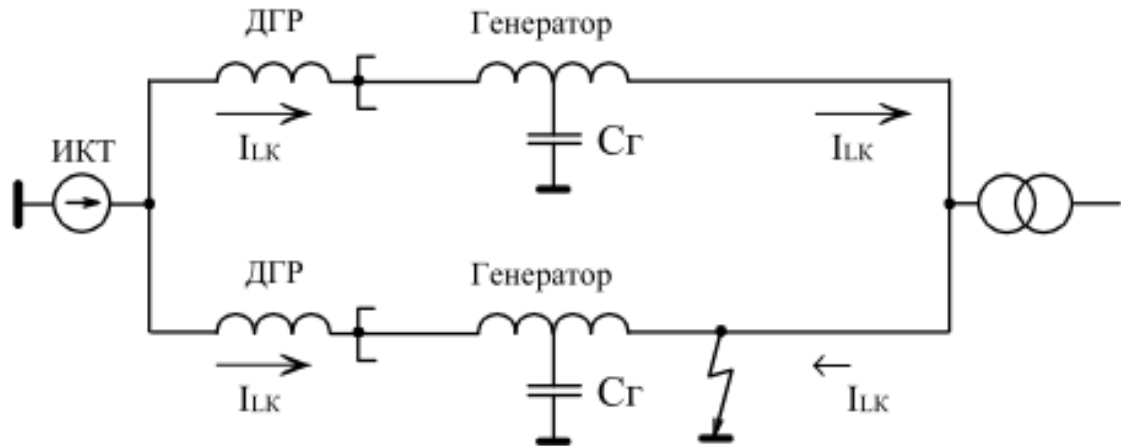


Рис. 7.16. Направление токов от источника контрольного тока при устойчивом замыкании

Функционально-логическая схема защиты представлена на рис. 7.17.

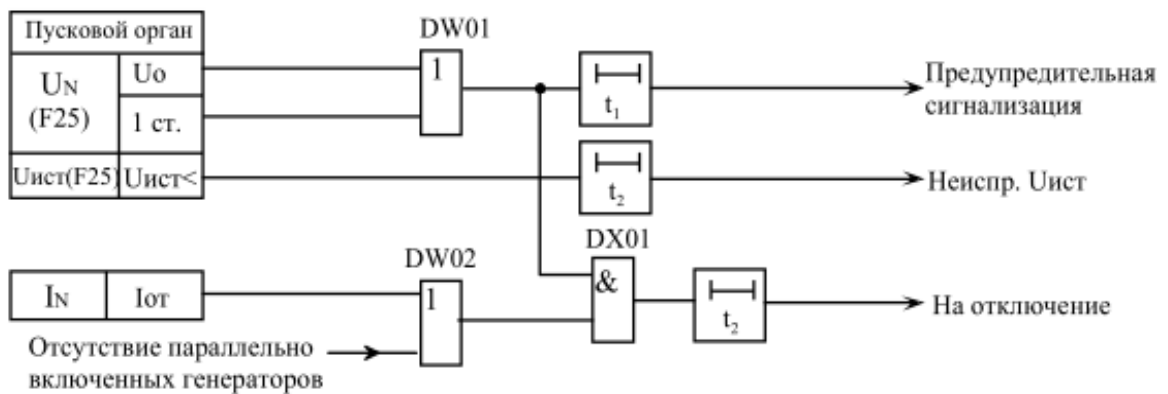


Рис. 7.17. Функционально-логическая схема защиты с наложением контрольного тока с частотой 25 Гц через дугогасительные реакторы генераторов укрупненного блока

Для повышения надежности работы защита дополняется пусковыми органами [60]:

– органом напряжения нулевой последовательности основной составляющей, что обеспечивает защиту 85–95 % витков обмотки статора генератора со стороны фазных выводов;

– органом 1 степени защиты $U_M(F25)$, что обеспечивает 100 % защиту обмотки статора генератора и позволяет при введенном в работу одном генераторе обеспечивать 100 % защиту обмотки статора введенного генератора без воздействия избирательного органа тока I_{OT} .

7.6. Защита от замыканий на землю в цепи обмотки ротора генератора

Существует несколько исполнений данной защиты, суть которых сводится к наложению напряжения на цепи возбуждения и контроля активной составляющей тока замыкания на землю. Рассмотрим микропроцессорную защиту фирмы НПП «ЭКРА».

Защита предназначена для выявления замыкания на землю цепи возбуждения и обмотки ротора на землю. Принцип работы защиты основан на наложении на цепь возбуждения выпрямленного напряжения не промышленной частоты, выделении активной составляющей тока, протекающего через сопротивление изоляции, и сравнении ее с заданным значением [63].

Защита подключается одним выводом к одному из полюсов ротора, другим – к релейной (измерительной) щетке. Возможно подключение защиты вместо релейной щетки к контуру заземления. К цепям возбуждения защита подключается через специальный защитный блок Э2500 (рис. 7.18), обеспечивающий ограничение напряжения на выходе до 1400 В постоянного тока и 1000 В переменного тока действующего значения [63].

Наложение напряжение от источника вспомогательного напряжения (G) частотой порядка 17 Гц через разделительный трансформатор $TV1$, шунт R , диодный мост VD и защитный блок Э2500 поступает в цепь возбуждения. Через первичную обмотку $W2$ трансформатора $TV1$ протекает полный ток замыкания цепи возбуждения на землю, величина которого зависит от величины сопротивления изоляции цепей возбуждения. Так как в цепь возбуждения генерируется выпрямленный ток генератора 17 Гц, измерительный орган защиты контролирует только составляющую активного тока замыкания на землю.

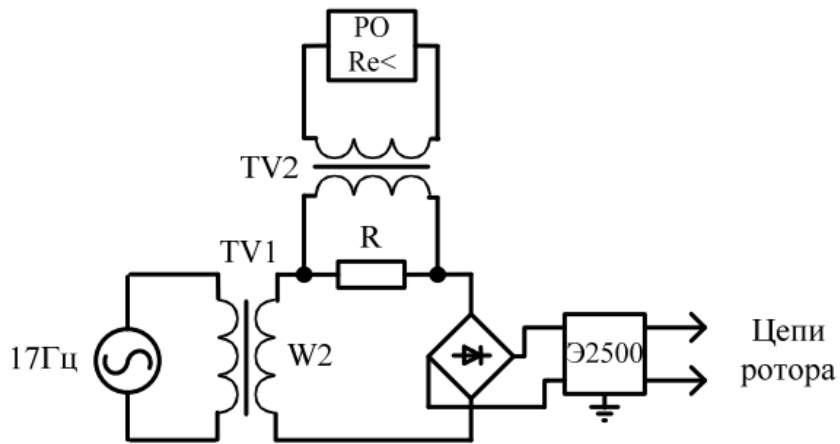


Рис. 7.18. Схема подключения защиты от замыкания ротора на землю

Функционально-логическая схема защиты представлена на рис. 7.19.

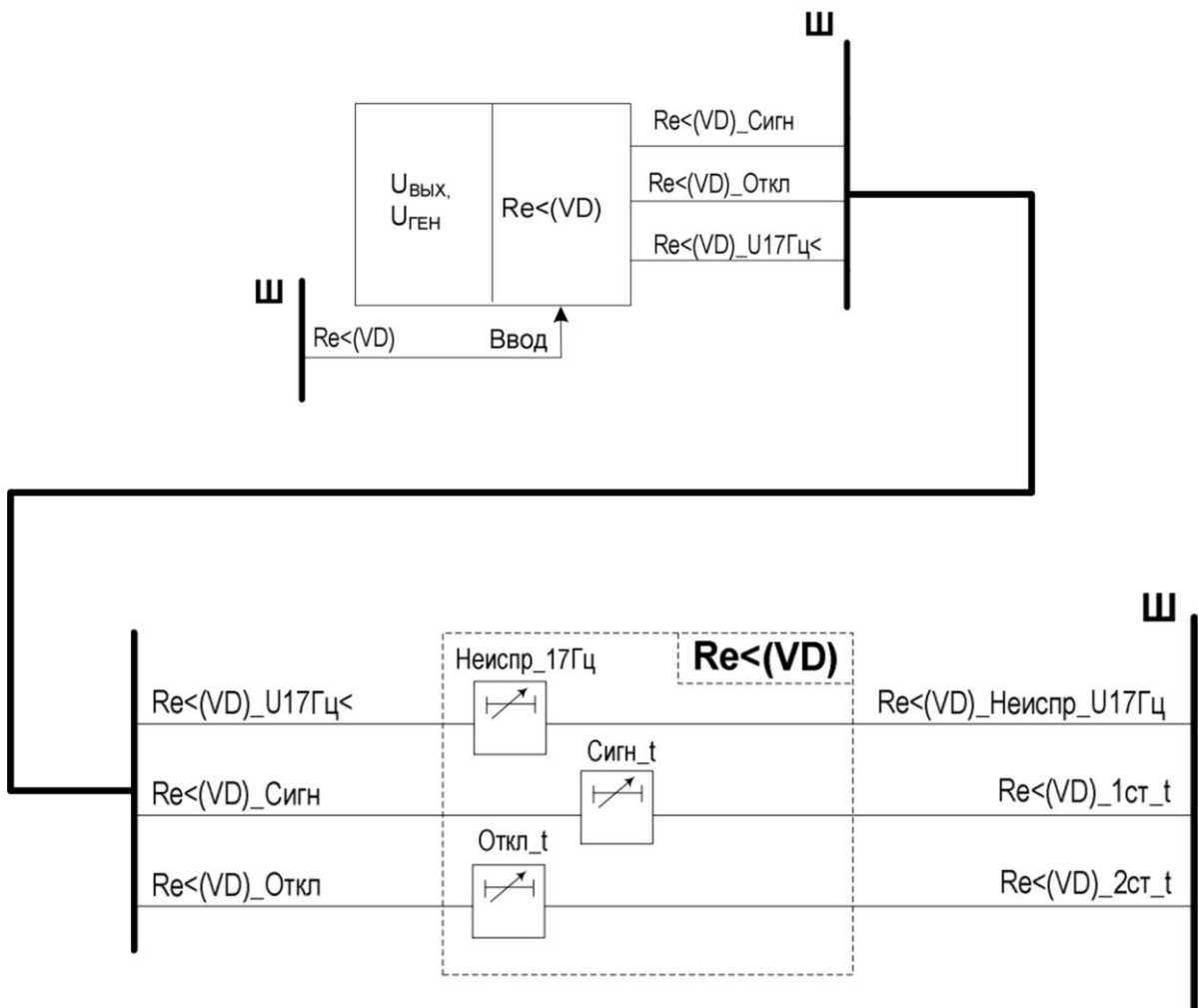


Рис. 7.19. Функционально-логическая схема защиты

Измерительный орган защиты (рис. 7.20) подключается к двум напряженческим каналам $U_{\text{ВЫХ}}$ и $U_{\text{ГЕН}}$ и используется для выявления замыкания на землю в цепи возбуждения.

В состав органа входят следующие измерительные элементы:

- ИО1, срабатывающий при снижении сопротивления изоляции ниже первой уставки срабатывания органа;
- ИО2, срабатывающий при снижении сопротивления изоляции ниже второй уставки срабатывания органа.

Принцип действия измерительных элементов ИО1, ИО2 основан на сравнении активного сопротивления изоляции ротора с уставкой. Для вычисления сопротивления в терминал заводится зависимость сопротивления изоляции от напряжения датчика сбалансированного моста.

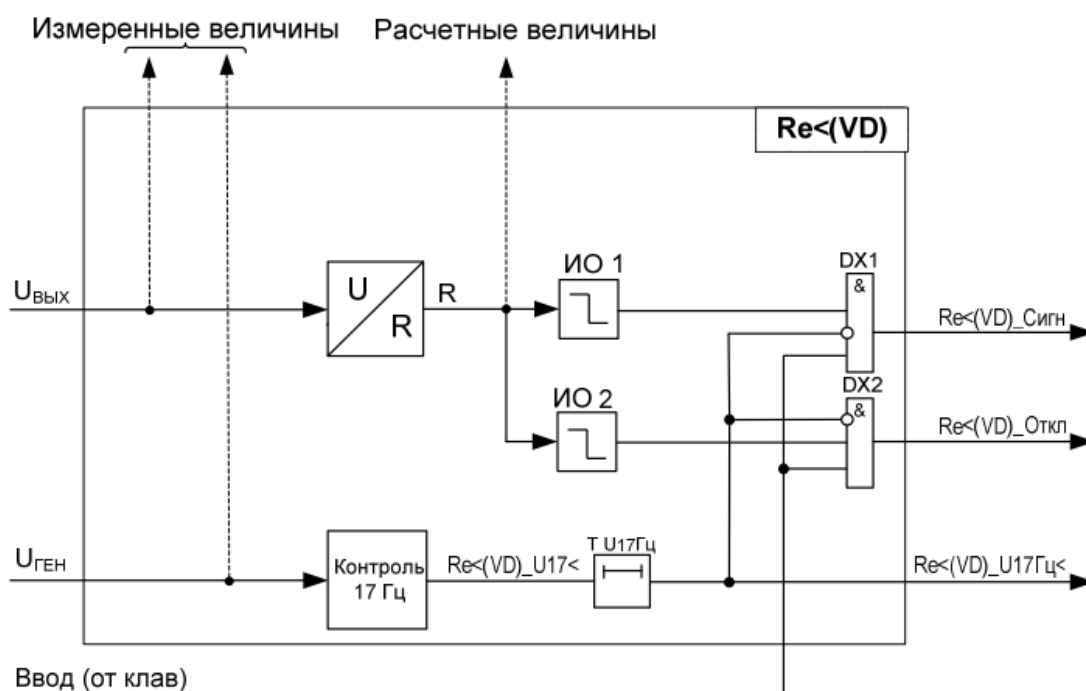


Рис. 7.20. Функционально-логическая схема измерительного органа защиты

Для исключения ложного срабатывания защиты при неисправности источника вспомогательного напряжения, используется орган Контроль 17 Гц. Орган срабатывает, если частота источника выйдет за пределы допустимого диапазона, задаваемого уставками или его напряжение станет недопустимо малым. Для отстройки от ложного срабатывания органа предусмотрена технологическая выдержка времени TU 17 Гц.

7.7. Защита от внешних симметричных коротких замыканий

В настоящее время используют два исполнения данной защиты:

- 1) на основе максимальной токовой защиты с пуском по напряжению;
- 2) на основе дистанционной защиты.

В данной работе будет рассмотрена максимальная токовая защита, которая является более простой и надежной.

Защита состоит из трех токовых реле (в целях повышения надежности), подключенных на трансформаторы тока со стороны нейтральных выводов генератора, и трех минимальных реле напряжения (может быть использовано и одно реле напряжения), включенных на линейные напряжения трансформатора напряжения, установленного со стороны линейных выводов генератора. В целях повышения эффективности дальнего резервирования защиту дополняют реле напряжения, включенным на линейное напряжение на стороне высокого напряжения силового трансформатора блока.

Защита выполняется с двумя выдержками времени – для дальнего и ближнего резервирования.

Напряжение срабатывания в соответствии с [32] принимается 0,5–0,6 номинального напряжения генератора.

При внутренних повреждениях защита охватывает со стороны линейных выводов зону, при коротком замыкании в которой напряжение на защите равно или меньше (0,5–0,6) $U_{ном}$, т.е. 50–60 % витков обмотки статора. Остальные 50–40 % обмотки (со стороны нейтрали) защита не охватывает [59].

Функционально-логическая схема защиты представлена на рис. 7.21.

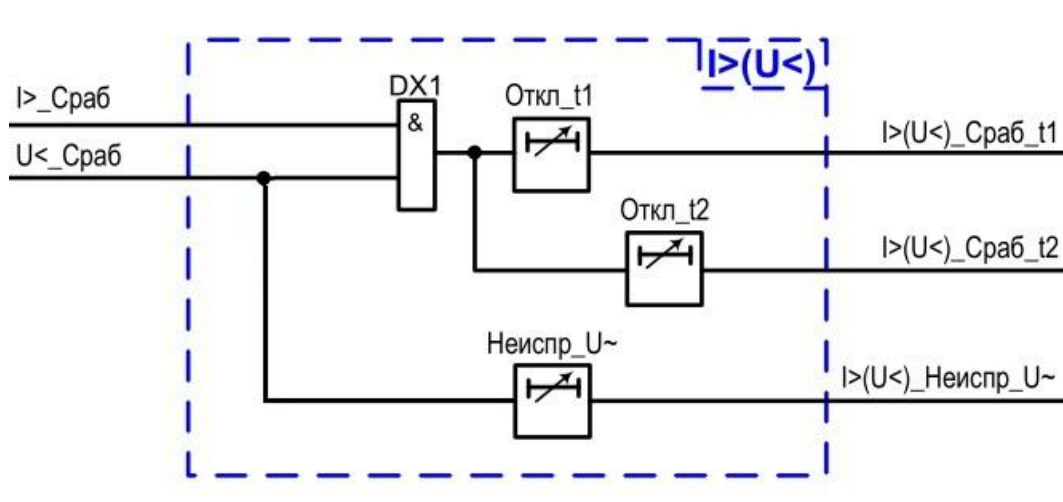


Рис. 7.21. Функционально-логическая схема защиты

Сигналы $I >_{\text{Сраб}}$, $U <_{\text{Сраб}}$ – это сигналы от трех реле тока и трех реле минимального напряжения соответственно, объединенные по логической схеме ИЛИ. В защите имеется возможность контроля исправности цепей напряжения. Контролируется пропадание хотя бы одного линейного напряжения в течение времени, заданного уставкой.

7.8. Токовая защита обратной последовательности

Токовая защита обратной последовательности предназначена для защиты генератора от внешних несимметричных коротких замыканий и перегрузок.

Защита содержит фильтр тока обратной последовательности, орган с интегральной зависимой характеристикой выдержки времени, два органа (возможно наличие только одного органа) с независимой от тока выдержкой времени (отсечки) и сигнальный орган, также имеющий независимую выдержку времени. Кроме того, имеется пусковой орган для интегрального органа.

Интегральный орган предназначен для защиты генератора от перегрузки током обратной последовательности, а отсечки – для использования в качестве резервной защиты от несимметричных коротких замыканий, более чувствительная отсечка I – для дальнего резервирования, а более грубая отсечка II – для ближнего резервирования.

Функционально-логическая схема защиты представлена на рис. 7.22.

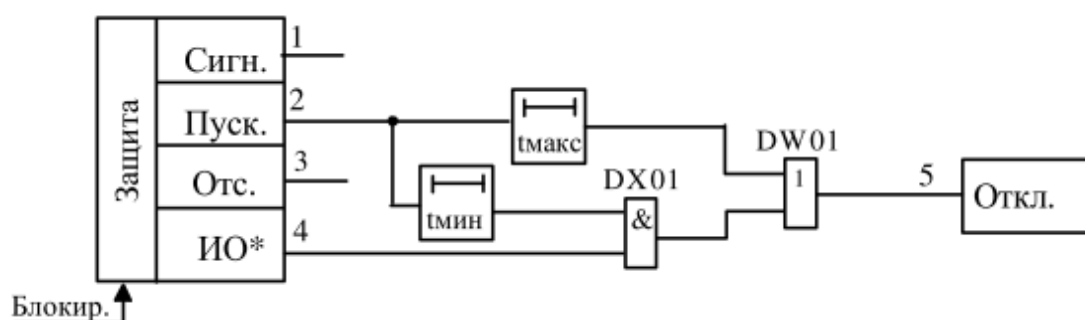


Рис. 7.22. Функционально-логическая схема защиты обратной последовательности

Интегральный орган имеет характеристику выдержки времени, соответствующую выражению:

$$t = \frac{A}{I_2^2},$$

где A – допустимая длительность тока обратной последовательности в обмотке статора, равного номинальному току [59]; I_2^2 – относительное значение тока обратной последовательности (отношение $I_2/I_{\text{НОМ}}$).

Характеристика, описываемая вышеуказанным выражением, представлена на рис. 7.23.

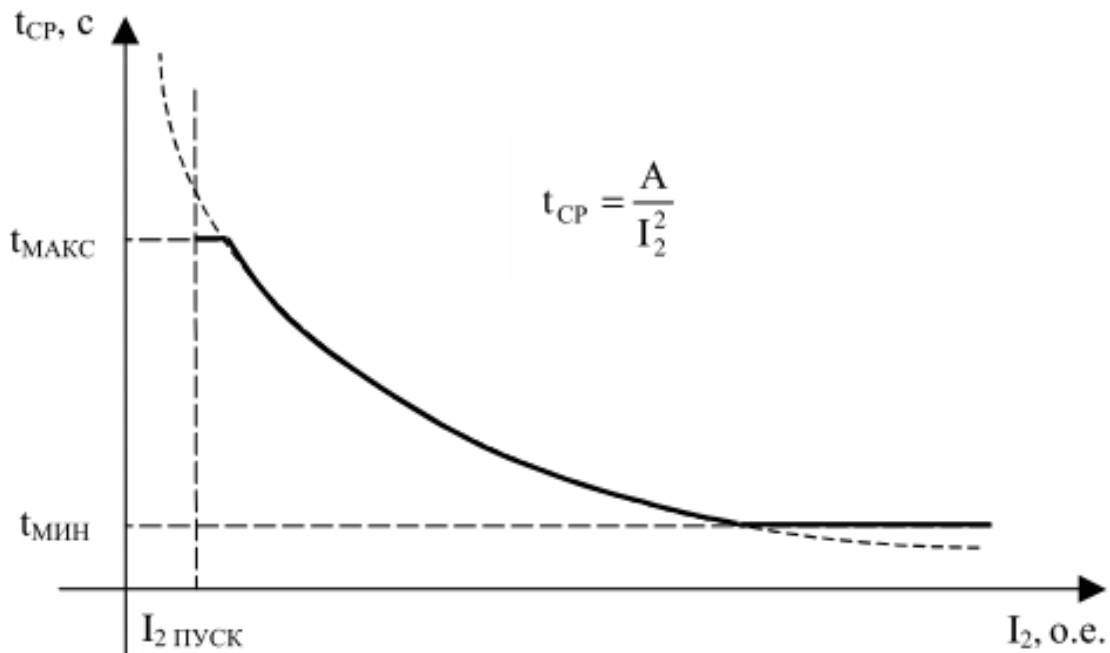


Рис. 7.23. Характеристика срабатывания интегрального органа

При появлении перегрузки генератора током обратной последовательности срабатывает пусковой орган и запускается интегральный орган. Если перегрузка присутствует в течение времени, достаточного для действия интегрального органа, произойдет отключение генератора. Если перегрузка пропадает через некоторое время, недостаточное для действия интегрального органа на отключение, и появляется вновь, защита будет действовать на отключение генератора с учетом его нагрева в предыдущую перегрузку, а также с учетом охлаждения генератора при отсутствии перегрузки. Таким образом, при повторной перегрузке через небольшой интервал времени интегральный орган работает с меньшей выдержкой времени, чем после полного охлаждения генератора. Если интегральный орган подействует на отключение генератора, то импульс отключения с выходных реле токовой защиты обратной последовательности будет снят через время равное времени полного охлаждения ротора генератора.

Максимальное и минимальное допустимое время существования перегрузки дополнительно ограничивается уставками $t_{\text{мин}}$ и $t_{\text{макс}}$ (рис. 7.22).

7.9. Защиты от перегрузки обмоток статора и ротора

Защиты от перегрузки обмоток статора и ротора ООО «НПП ЭКРА» выполняются аналогично защите обратной последовательности. Защита от симметричной перегрузки подключается на трансформаторы тока со стороны нейтральных выводов генератора. Защита от перегрузки обмотки ротора может подключаться к измерительным датчикам в цепях возбуждения или вычислять ток ротора по значениям тока и напряжения статора с помощью диаграммы Потье.

В состав защиты входит пусковой, интегральный, сигнальный органы и токовая отсечка. Характеристика срабатывания интегрального органа в отличие от защиты обратной последовательности задается с помощью точек, указанных в [28] или в паспорте генератора.

Защита от симметричной перегрузки действует с первой выдержкой времени на отключение выключателя блока генератор-трансформатор или на отключение шиносоединительного выключателя при работе генератора на сборные шины, а со второй – на отключение генератора.

Защита от перегрузки обмотки ротора генератора с первой выдержкой времени действует на отключение форсировки, а со второй выдержкой на отключение генератора.

7.10. Защита от повышения напряжения

Защита выполняется на реле напряжения максимального действия. По цепям напряжения защита подключается к трансформатору напряжения, установленному со стороны линейных выводов генератора.

Защита не имеет выдержки времени (Сраб_ $t=0$ на рис. 7.24) и может действовать только на холостом ходу генератора (на гашение поля). При работе генератора на нагрузку она автоматически выводится из действия с помощью трёхфазных токовых реле, размыкающих своей контакты при появлении тока и устанавливаемых для использования в схемах УРОВ с целью контроля тока в выключателях.

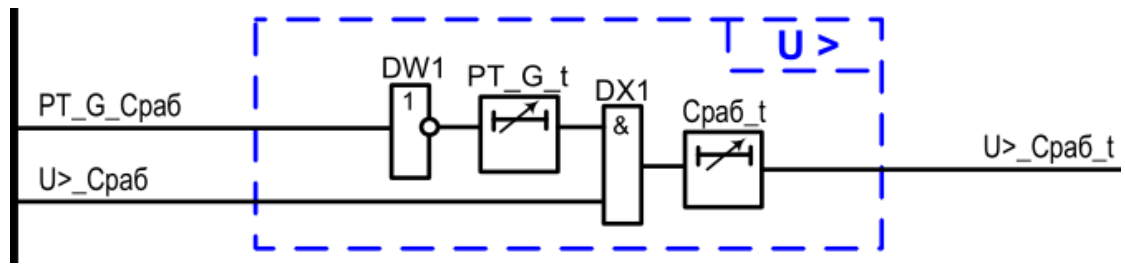


Рис. 7.24. Функционально-логическая схема защиты от повышения напряжения генератора:

PT_G_Сраб – сигнал токового реле устройства резервирования при отказе выключателя; U>_Сраб – сигнал реле напряжения максимального действия

При переходе генератора блока в режим холостого хода защита автоматически вводится в действие с выдержкой времени около 3 с (PT_G_t на рис. 7.24), перекрывающей длительность кратковременного повышения напряжения на генераторе при его отключении от сети.

7.11. Защита от потери возбуждения

Согласно п. 3.2.86 [32], на блоках с турбогенераторами мощностью 160 МВт и более предусматривается устройство защиты от асинхронного режима, рекомендуется применять указанные защиты и на турбогенераторах меньшей мощности. В последнее время в качестве органа, выявляющего асинхронный режим, для блоков, мощностью более 160 МВт используется один измерительный орган реле сопротивления. Такая защита обеспечивает надежное выявление асинхронного режима, но, как правило, действует на отключение блока от сети. В соответствии с п. 5.1.27 [28] допускается кратковременная работа турбогенератора в асинхронном режиме при условии его быстрой разгрузки по активной мощности до величины, определяемой заводскими инструкциями, но, как показала практика, оперативный персонал не успевает за короткое время (менее 2-х минут) выявить генератор, потерявший возбуждение и произвести его автоматическую разгрузку. Задержка по времени опасна тем, что может привести к повреждению генератора. В то же время сохранение в работе генератора позволяет не только улучшить экономические показатели электростанции, но и существенно облегчить работы по восстановлению нормального режима генератора. После выяснения причины потери возбуждения и ее устранения генератор «вводится» в нормальный режим подачи рабочего возбуждения либо

переводится на резервный возбудитель. Генератор быстро втягивается в синхронизм и вновь готов к несению максимальной активной мощности.

Для обеспечения комплекса задач, связанных с выявлением асинхронного режима, режима опасного недо возбуждения и автоматической разгрузки генератора по активной мощности рассмотрим защиту от асинхронного режима, выполненную на микропроцессорной базе. Защита обеспечивает выявление режима близкого к режиму опасного недо возбуждения с выдачей предупредительного сигнала, выявление асинхронного режима с выдачей команды на переключение собственных нужд и отключение АГП, автоматическую разгрузку генератора, если он предварительно был перегружен по активной мощности. Для надежной отстройки защиты от внешних коротких замыканий применяются два технических решения. Во-первых, действие защиты на отключение или разгрузку возможно только при срабатывании двух измерительных органов реле сопротивления, что существенно снижает вероятность её излишнего срабатывания при внешнем коротком замыкании из-за различных значений фаз токов и напряжений, замеряемых измерительными органами. Во-вторых, в схеме применена блокировка по скорости изменения сопротивления на выводах генератора, что позволяет защите «отличать» асинхронный режим от короткого замыкания в сети высокого напряжения. Для исключения ложного действия защиты при неисправностях в цепях напряжения используется смещение характеристик реле сопротивления в первый квадрант комплексной плоскости и применение принципа действия защиты при срабатывании двух измерительных органов реле сопротивления.

Функциональная схема защиты представлена на рис. 7.25.

При коротких замыканиях одновременно срабатывают реле сопротивления первой и третьей ступени, появляется сигнал $\Phi_Блок_внеш_КЗ$ (рис. 7.25) и выводит защиту из действия.

При пропадании по какой-либо причине тока в обмотке ротора генератора срабатывают поочередно реле сопротивления третьей и первой ступеней, сигнал $\Phi_Блок_внеш_КЗ$ отсутствует. Защита при этом действует на отключение собственных нужд генератора и автомата гашения поля, если он еще не отключен по другим причинам и есть сигнал разрешения на его отключение ($\Pi10_Откл_АГП_ключ$ на рис. 7.25).

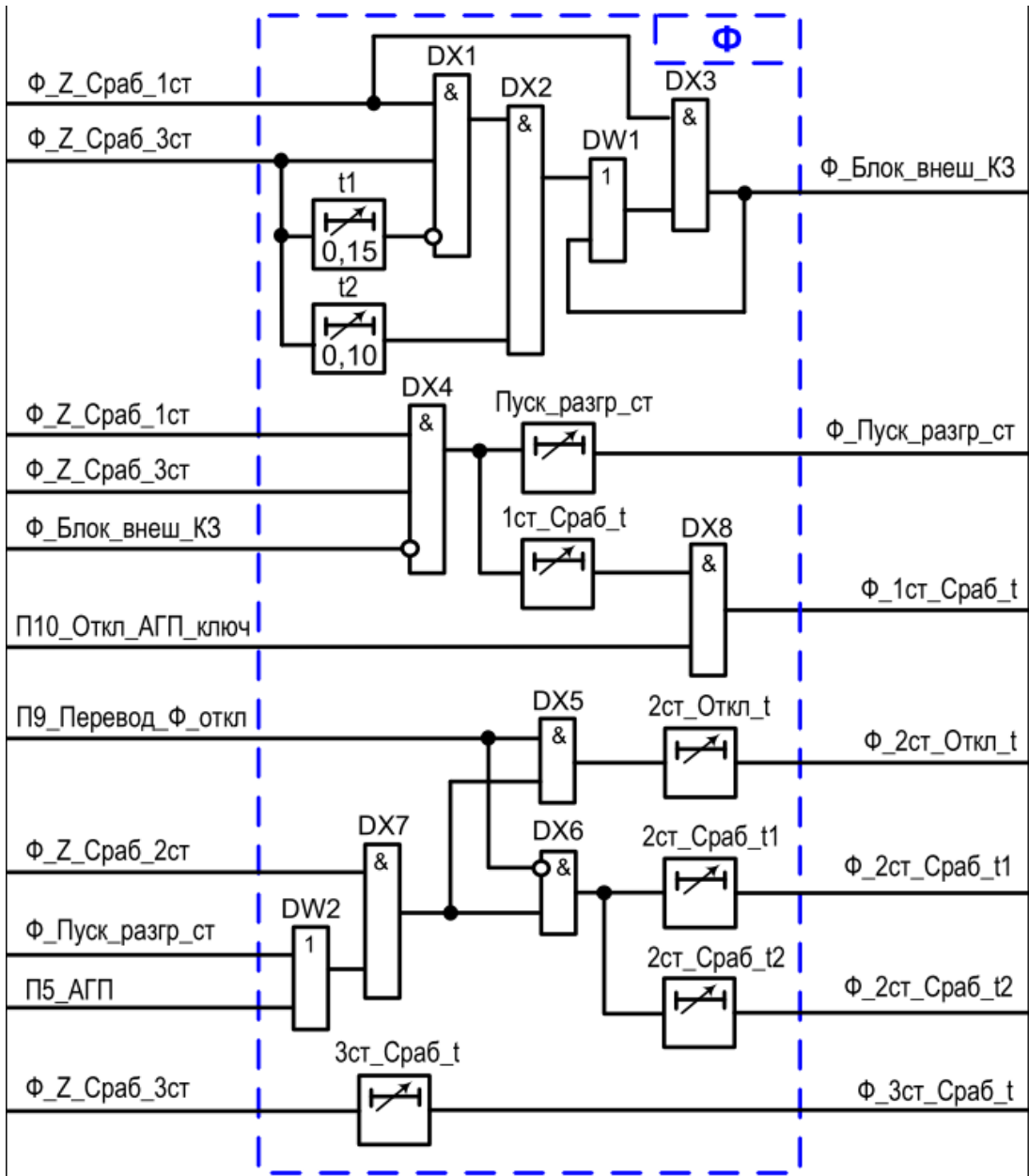


Рис. 7.25. Функционально-логическая схема защиты от потери возбуждения: $\Phi_Z_Сраб_1ст$ – реле сопротивления первой ступени; $\Phi_Z_Сраб_2ст$ – реле сопротивления второй ступени защиты; $\Phi_Z_Сраб_3ст$ – реле сопротивления третьей ступени защиты

Далее при наличии сигнала срабатывания от реле сопротивления второй ступени ($\Phi_Z_Сраб_2ст$ на рис. 7.25) происходит разгрузка генератора через выдержку времени $2ст_Сраб_t1$ (рис. 7.25). Если генератор не разгружается по какой-либо причине, то через выдержку времени $2ст_Сраб_t2$ происходит отключение генератора. Если устройство разгрузки генератора неисправно, то с помощью ключа возможно сразу без

разгрузки генератора подействовать на отключение генератора от сети через выдержку времени $2st_Откл_t$.

Сигнал П5_АГП (рис. 7.25) от блок-контакта автомата гашения поля, который повторяет его положение, подготавливает цепь разгрузки генератора независимо от сработавших реле сопротивления 1 и 3 ступеней.

7.12. Защита обратной мощности

Защита обратной мощности предназначена для защиты генератора от моторного (беспарового) режима работы.

Беспаровым режимом называется работа турбоагрегата с включенным в сеть генератором при закрытых стопорных и регулирующих клапанах, т.е. без пропуска пара через турбину. В этом случае генератор работает в моторном режиме, вращая ротор турбины с синхронной частотой и потребляя из сети активную мощность, необходимую для преодоления механических и вентиляционных потерь турбины и генератора.

Обычно данный режим считается недопустимым, поскольку при отсутствии протока пара через турбину потери на трение могут чрезмерно разогреть ротор и корпус и привести к серьезным повреждениям проточной части турбины. Некоторые турбины допускают кратковременный режим работы без пара. Исключение могут составить случаи работы турбогенератора в режиме синхронного компенсатора при наличии эффективной системы охлаждения проточной части.

Защита состоит из реле мощности, подключаемого на линейное напряжение и фазный ток по 30-градусной схеме. Защита использует две выдержки времени. С первой выдержкой времени защита действует на сигнал, со второй выдержкой времени, определяемой допустимым временем работы турбины в беспаровом режиме, – на отключение генератора.

Контрольные вопросы

1. Назовите ненормальные режимы работы генератора.
2. Назовите аварийные режимы работы генератора.
3. Перечислите основные защиты для генератора.
4. Опишите принцип работы поперечной дифференциальной защиты генератора.

5. Назовите причину появления тока однофазного замыкания на землю в сети генераторного напряжения с изолированной нейтралью.
6. Назовите защиту от однофазного замыкания на землю статора генератора, применяемую в сети генераторного напряжения с компенсированной нейтралью.
7. Перечислите структурные элементы, входящие в состав токовой защиты обратной последовательности.
8. Назначение токовой отсечки в токовой защите обратной последовательности генератора.
9. Назовите причину использования времени полного охлаждения генератора в защите обратной последовательности.
10. Опишите принцип выявления в электроэнергетической системе короткого замыкания защитой от потери возбуждения генератора.
11. Количество выдержек времени у защиты обратной мощности.

8. МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ ЗАЩИТЫ ШИН

8.1. Основные понятия

Схемы электрических соединений распределительных устройств электростанций и подстанций имеют большое разнообразие, определяемое номинальным напряжением, назначением и надежностью. Основными видами повреждения систем (секций) шин 110 кВ и выше, как и других элементов сети этого напряжения, являются двухфазные и трёхфазные КЗ, а также КЗ на землю одной, двух или трёх фаз. Источником КЗ на шинах являются, как правило, повреждения следующих видов оборудования: подвесной или опорной изоляции; разъединителей, особенно в процессе переключений; вводов выключателей и трансформаторов [64].

Повреждения на шинах могут иметь серьезные последствия:

- значительное снижение напряжения на шинах, что может привести к нарушению технологических процессов предприятий, питающихся от ЛЭП, подключенных к шинам;
- потеря устойчивости энергосистемы;
- повреждение и выход из строя оборудования.

Для предотвращения и уменьшения последствий этих воздействий необходимо отключать КЗ на шинах за минимальное время с помощью соответствующих устройств релейной защиты. В соответствии с ПУЭ [32] в качестве защиты сборных шин электростанций и подстанций 35 кВ и выше следует предусматривать дифференциальную защиту шин (ДЗШ), действующую без выдержки времени и охватывающую все элементы, которые присоединены к системе или секции шин.

Для систем (секций) шин 500 кВ и выше, как правило, устанавливаются два комплекта ДЗШ; для систем (секций) шин 110–220 кВ, устанавливается один комплект ДЗШ, который должен быть постоянно введён в работу и выводится только в случае технического обслуживания или при возникновении неисправностей.

На время вывода ДЗШ 110–220 кВ, как правило, вводятся оперативные ускорения резервных защит присоединений, направленных в сторону шин с выведенной ДЗШ (резервные защиты автотрансформаторов, трансформаторов связи, генераторов).

Эти меры представляются не совсем полноценными, так как:

- 1) КЗ на шинах ликвидируется с большой выдержкой времени вторыми (третьими) ступенями защит противоположных сторон ЛЭП, отходящих от шин энергообъекта с выведенной ДЗШ;

2) на время вывода ДЗШ, при вводе оперативного ускорения резервных защит присоединений, приходится вынужденно отступить от селективности в настройке устройств релейной защиты.

Для устранения данных недостатков в некоторых энергосистемах (в частности, в энергосистеме Республики Татарстан) на энергообъектах с двумя (четырьмя) системами (секциями) шин реализована суммарная резервная защита шин (СРЗШ), предназначенная для защиты систем (секций) шин в случае вывода из работы или неисправности основной быстродействующей ДЗШ. При этом оперативные ускорения резервных защит присоединений вводить не требуется.

8.2. Дифференциальная защита шин

Рассмотрим принцип выполнения ДЗШ для наиболее часто встречающейся схемы распределительного устройства – две рабочие и обходная система шин (рис. 8.1).

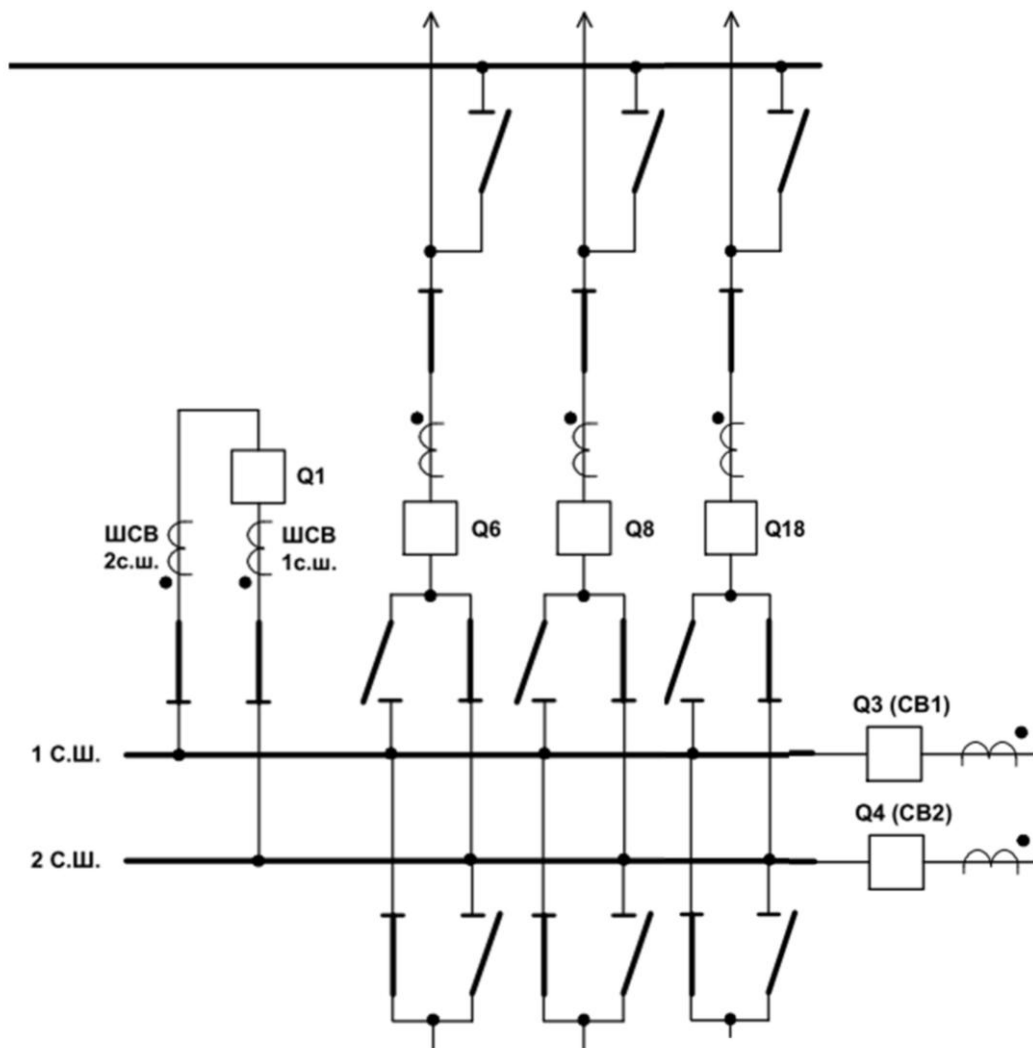


Рис. 8.1. Схема защищаемых шин

В зону действия ДЗШ, ограниченной трансформаторами тока, входят: шины, шинные разъединители и выключатели всех присоединений, подключенных к шинам. Для ликвидации всех видов КЗ, ДЗШ выполняется отдельно для каждой фазы.

Принцип действия ДЗШ основан на сравнении суммы токов всех присоединений, подключенных к шинам (сумма токов есть дифференциальный ток $I_{\text{диф}}$) с определенной пороговой величиной $I_{\text{д.уст.}}$. В условиях нормальной работы и при внешних КЗ в защите протекает ток небаланса. При КЗ на шинах, дифференциальный ток равен току в месте повреждения, что приводит к срабатыванию ДЗШ и отключению выключателей всех присоединений, подключенных к шинам. Тупиковые присоединения, по которым невозможна подпитка КЗ на шинах, от ДЗШ могут не отключаться.

Выравнивание токов всех присоединений по амплитуде в микропроцессорных устройствах ДЗШ осуществляется программно по алгоритму, рассмотренному в разделе 6.2.3 для ДЗОШ.

Рассмотрим основные особенности современных устройств ДЗШ.

Фиксация присоединений за конкретной системой шин. ДЗШ предполагает фиксированное (постоянно закрепленное) распределение присоединений по системам шин. При выполнении этого условия от ДЗШ отключаются только присоединения, закреплённые к системе шин, на которой возникло КЗ, а также шиносоединительные и секционные выключатели. Неповрежденная система шин остается в работе.

Если фиксация нарушена, в шкафу ДЗШ ключ «Нарушение фиксации» ставится в положение «Работа», что приводит при повреждении любой из систем шин к отключению обеих систем шин.

Фиксация нарушается в следующих случаях:

– при переводе одного или нескольких присоединений, имеющих постоянно закрепленное за системой шин положение в ДЗШ, на другую систему шин;

– при включении по какой-либо причине у одного из присоединений обоих шинных разъединителей (шунтирование ШСВ).

Некоторые присоединения, например обходные выключатели, имеют гибкую фиксацию, т.е. изменение их фиксации за системой шин не приведет к отключению неповрежденной системы шин.

Чувствительные органы ДЗШ. Чувствительность по току должна обеспечиваться при нормальных, ремонтных и аварийных режимах. ДЗШ должна быть чувствительна в режиме опробования поврежденной системы шин после ремонта или и в режиме АПВ шин после отключения КЗ. В

данных режимах токи КЗ могут быть во много раз меньше, чем при повреждении в нормальном режиме. С учетом этого требования в схему защиты включаются специальные чувствительные органы, которые нормально выведены и вводятся автоматически в режиме опробования или в режиме АПВ шин после срабатывания основных дифференциальных органов ДЗШ.

Контроль исправности токовых цепей. При повреждении в токовых цепях присоединения, в нулевом проводе схемы дифференциальной защиты появляется ток (его величина зависит от характера и места повреждения). Наличие повреждения в токовых цепях может привести к ложной работе дифференциальной защиты при внешних коротких замыканиях, поэтому предусмотрен контроль исправности токовых цепей ДЗШ, осуществляемый двумя способами:

1) визуальным – с помощью измерительного прибора в нулевом проводе, нормально шунтированного кнопкой. При разбалансировке ДЗШ, вызванной обрывом одной или двух фаз в токовых цепях, в нулевом проводе появляется повышенный ток небаланса, который может быть отмечен при ежедневной проверке токовых цепей оперативным персоналом;

б) релейным – с помощью специальных реле контроля токовых цепей, действующих при разбалансировке ДЗШ на сигнал и автоматический вывод её из работы. При этом защита остается в выведенном состоянии независимо от состояния токовых цепей. Для ввода в работу дифференциальной защиты необходимо выполнить её деблокировку.

Контроль наличия напряжения на шинах. Присоединение, осуществляющее АПВ шин не должно включаться при наличии на шинах напряжения. Этим предотвращается несинхронное включение при отказе выключателя (всех или части фаз) какого-либо присоединения поврежденной системы шин. Данный узел формирует запрет АПВ при наличии напряжения на шинах.

8.2.1. Дифференциальная защита шин на базе микропроцессорного шкафа типа ШЭ2607 061

Рассмотрим способ реализации ДЗШ на базе микропроцессорного шкафа ШЭ2607 061 ООО «НПП ЭКРА» [65].

Шкаф ШЭ2607 061 содержит:

– дифференциальный токовый орган с тормозной характеристикой, состоящий из пускового органа (ПО) и избирательных органов первой (ИО1) и второй систем шин (ИО2);

- чувствительный токовый орган (ЧТО);
- реле минимального напряжения, реагирующих на понижение междуфазных напряжений $U_{AB<}$ и $U_{BC<}$ для первой и второй систем шин;
- реле максимального напряжения, реагирующих на повышение напряжения $U_{2>}$ для первой и второй систем шин;
- реле контроля исправности токовых цепей, контролирующих исправность дифференциальных цепей ПО, ИО1 и ИО2;
- три индивидуальных комплекта УРОВ для шиносоединительного выключателя (ШСВ) и двух секционных выключателей (СВ1 и СВ2);
- логику «очувствления» ДЗШ;
- логику опробования;
- цепи пуска УРОВ;
- цепи запрета АПВ;
- цепи отключения.

Защита выполнена пофазной и содержит пусковой орган (ПО), действующий при КЗ на любой из систем шин, а также избирательные органы первой (ИО1) и второй (ИО2) систем шин, определяющие поврежденную систему шин. Сигнал на отключение поврежденной системы шин появляется только при срабатывании пускового и избирательного органов поврежденной фазы/фаз.

Пусковые органы через промежуточные (входные) датчики тока подключены к измерительным трансформаторам тока всех присоединений обеих систем шин, за исключением трансформаторов тока ШСВ.

Избирательные органы первой (ИО1) и второй (ИО2) систем шин с помощью тех же промежуточных трансформаторов тока подключены к основным трансформаторам тока присоединений соответственно первой и второй систем шин, включая трансформаторы тока ШСВ.

При срабатывании ПО и ИО1 (ИО2) сигналы отключения действуют на выходные реле, формирующие команды отключения первой (второй) СШ. Для всех присоединений есть возможность их вывода, например, при выводе присоединения в ремонт, при этом программно отключаются выходные цепи.

Структурная схема блока входных токовых цепей ДЗШ приведена на рис. 8.2. На 18 токовых входов терминала подаются фазные токи I_0 всех 17-ти присоединений защищаемых шин. Фазные токи используются для реализации алгоритма реле ДЗШ-ПО, ДЗШ-ИО1, ДЗШ-ИО2, реле ЧТО, реле тока УРОВ ШСВ, УРОВ СВ1, УРОВ СВ2, реле контроля исправности токовых цепей ПО, ИО1 и ИО2, а также реле тока РТ1, РТ2, РТ3.

Блок входных токовых цепей содержит входные промежуточные датчики тока на каждом защищаемом присоединении.

Первые два входа I_{Q1-2} и I_{Q1-1} рассчитаны на подключение к цепям ТТ шинно соединительного выключателя $Q1$ и попадают только в зону действия избирательных органов (не пускового органа).

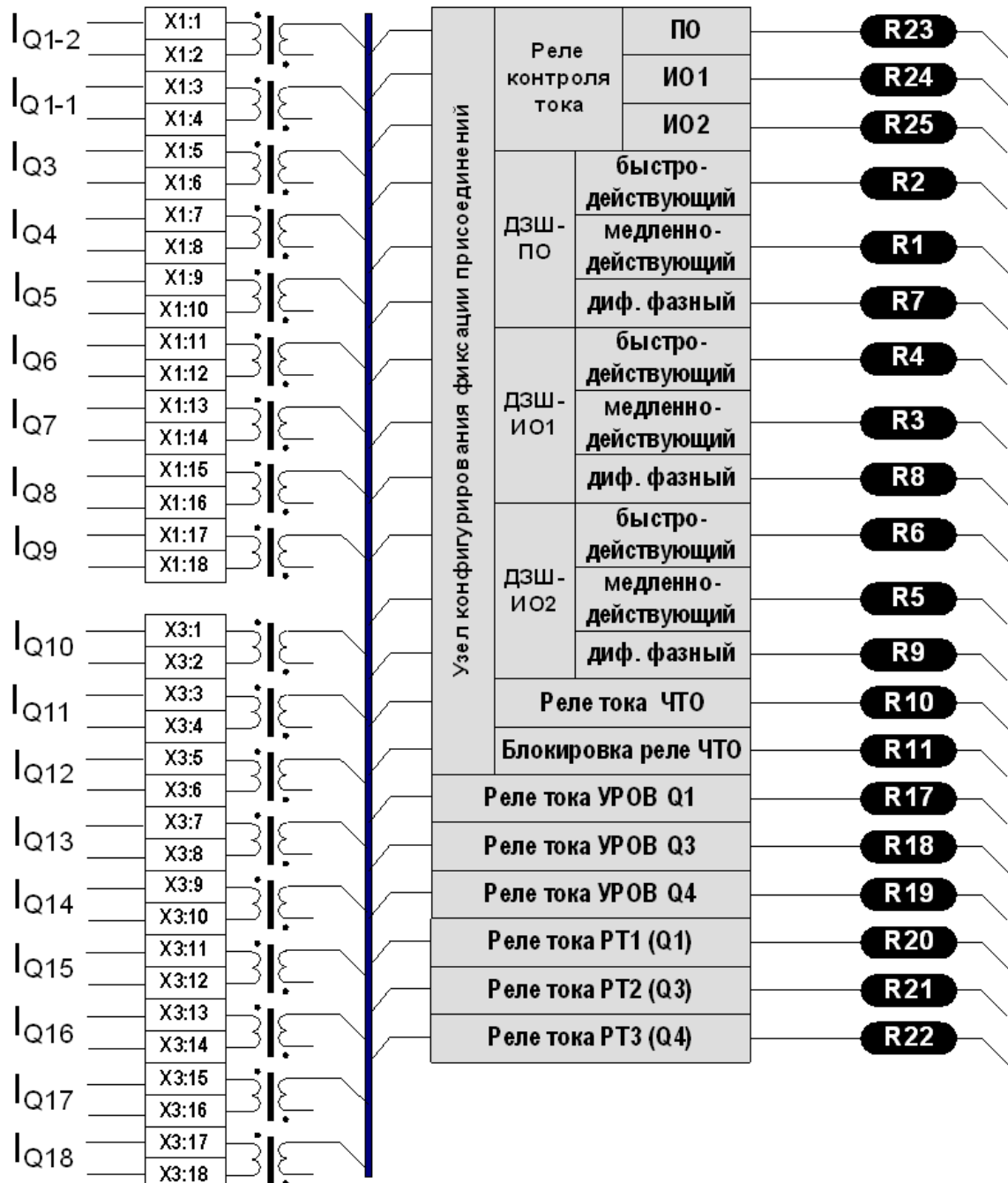


Рис. 8.2. Блок входных токовых цепей

Третий и четвертый входы I_{Q3} и I_{Q4} рассчитаны на подключение к ТТ секционных выключателей $Q3$ и $Q4$ и попадают в зону действия как ПО, так и соответствующего ИО.

Пятый вход I_{Q5} рассчитан на подключение к ОВ $Q5$, который в зависимости от положения оперативного переключателя на двери шкафа может быть подключен к ИО1, ИО2 или выведен из работы.

Семнадцатый и восемнадцатый входы I_{Q17} и I_{Q18} могут быть подключены к ИО1, ИО2 или выведены из работы в зависимости от положения переключателей на двери шкафа.

Оставшиеся входы $Q6...Q16$ могут быть подключены к ИО1, ИО2 или выведены из работы в зависимости от положения программных ключей, устанавливаемых программно в терминалах ДЗШ.

По токовым цепям шкаф является проходным. В каждый комплект шкафа через испытательные блоки $SG1-SG18$ заводятся фазные токи I_A, I_B, I_C от измерительных ТТ 17-ти защищаемых присоединений (рис. 8.2).

К каждому датчику тока подводится отдельный ток присоединения. Такое решение имеет как преимущества, так и недостаток. Преимущества:

1) есть возможность вычислить программно ток торможения. При соединении токов присоединений в дифференциальную цепь вне терминала в качестве тормозного тока берется ток наиболее мощного присоединения, что не всегда является лучшим решением;

2) в терминале есть информация о всех токах, а не только о дифференциальном. Их можно просматривать и осциллографировать.

К недостатку следует отнести большие расходы на прокладку кабеля к каждому присоединению.

От ТН, установленного на защищаемых шинах, к терминалу подводятся два междуфазных напряжения U_{AB} и U_{BC} от каждой СШ (рис. 8.3). Данные напряжения используются для реализации алгоритмов реле минимального напряжения $U_{AB<}$, $U_{BC<}$ и максимального напряжения обратной последовательности $U_{2>}$ для каждой СШ.

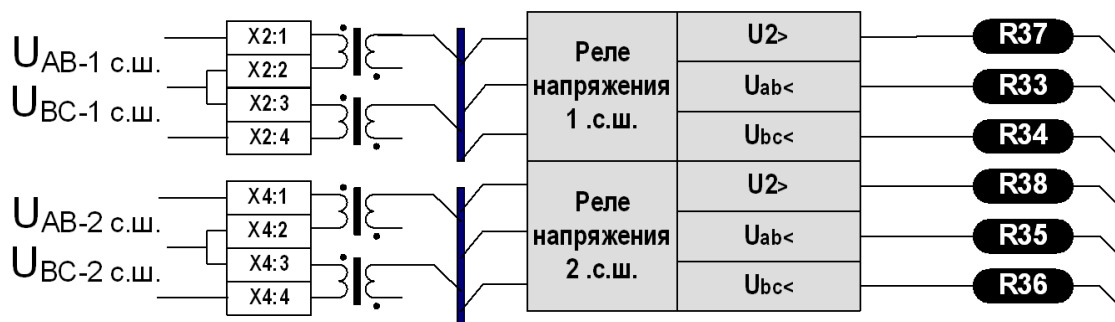


Рис. 8.3. Блок входных цепей напряжения

ДЗШ состоит из нескольких функциональных частей:

- формирователя дифференциального и тормозного сигналов (ФДТС);
- дифференциального органа с торможением;
- быстродействующего органа;
- медленнодействующего органа;
- дифференциально-фазного органа.

Формирователь дифференциального и тормозного сигналов.

Дифференциальный ток $I_{\text{ДИФ}}$ формируется как модуль геометрической суммы всех токов, поступающих на вход реле ДЗШ. Тормозной ток $I_{\text{ТОРМ}}$ определяется как полусумма модулей всех токов, поступающих на вход реле ДЗШ:

$$I_{\text{ДИФ}} = \left| \sum_{j=1}^N \frac{I_{Qj}}{I_{\text{БАЗ}, Qj}} \right|,$$

$$I_{\text{ТОРМ}} = 0,5 \sum_{j=1}^N \left| \frac{I_{Qj}}{I_{\text{БАЗ}, Qj}} \right|,$$

где I_{Qj} – токи присоединений; $I_{\text{БАЗ}, Qj}$ – базисные токи присоединений; N – максимальное количество присоединений (для шкафа ШЭ2607 061 $N = 18$).

Дифференциальный орган с торможением имеет 2 характеристики срабатывания, приведенные на рис. 8.4: верхняя – для нормального режима ДЗШ; нижняя – для режима очувствления ДЗШ.

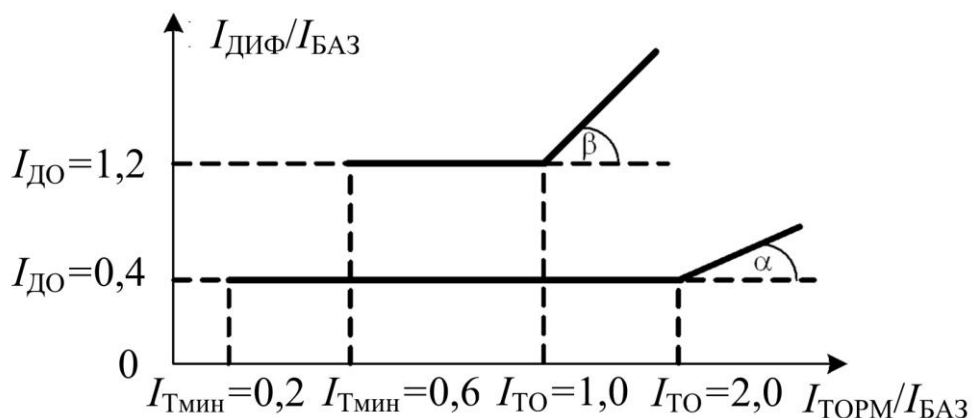


Рис. 8.4. Характеристики срабатывания дифференциального органа с торможением

Каждая характеристика срабатывания имеет:

- 1) горизонтальный участок, определяемый током начала торможения $I_{\text{Т.0}}$: обеспечивает чувствительность ДЗШ при малых токах КЗ. Условие срабатывания:

$$I_{\text{ДИФ}} > I_{\text{Д.0}}.$$

2) наклонный участок, определяемый коэффициентом торможения k_T (углом α или β на характеристиках срабатывания): обеспечивает устойчивость функционирования ДЗШ при внешних КЗ. Условие срабатывания:

$$I_{\text{ДИФ}} > I_{\text{Д.0}} + k_T \cdot (I_{\text{ТОРМ}} - I_{\text{Т.0}}).$$

Быстродействующий орган ДЗШ определяет разность скоростей нарастания передних фронтов дифференциального и тормозного токов при КЗ. При КЗ в зоне дифференциальные и тормозные токи нарастают практически одновременно, а при внешнем КЗ – тормозной ток нарастает раньше дифференциального на $3 \div 5$ мс [31].

Медленнодействующий орган ДЗШ работает на принципе контроля формы дифференциального тока. При КЗ в зоне действия защиты дифференциальный ток по форме близок к синусоидальному и при выпрямлении изменяется два раза за период. При внешнем КЗ дифференциальный ток определяется насыщением измерительных ТТ и при выпрямлении изменяется один раз за период [65].

Дифференциально-фазный орган является дополнительным критерием, определяющим место нахождения КЗ.

Определение зоны КЗ осуществляется по углу сдвига фаз между векторами токов I'_1 и I'_2 , сформированных из токов присоединений, где I'_1 –наибольший из токов присоединений I_{Q_i} , а I'_2 – векторная сумма всех токов присоединений за исключением I'_1 :

$$I'_1 = \max\{I_{Q1}, I_{Q2}, I_{Q3}, \dots, I_{QN}\}$$

$$I'_2 = \left(\sum_{i=1}^N I_{Qi}\right) - I'_1.$$

При КЗ на шинах угол между векторами токов I'_1 и I'_2 близок к нулю. При внешних КЗ этот угол может составлять величину до 180° (рис. 8.5). Если ток I'_2 имеет величину меньше $2I_{\text{БАЗ}}$, дифференциально-фазный блокирующий орган выводится из работы (не блокирует работу быстродействующего или медленнодействующего органов).

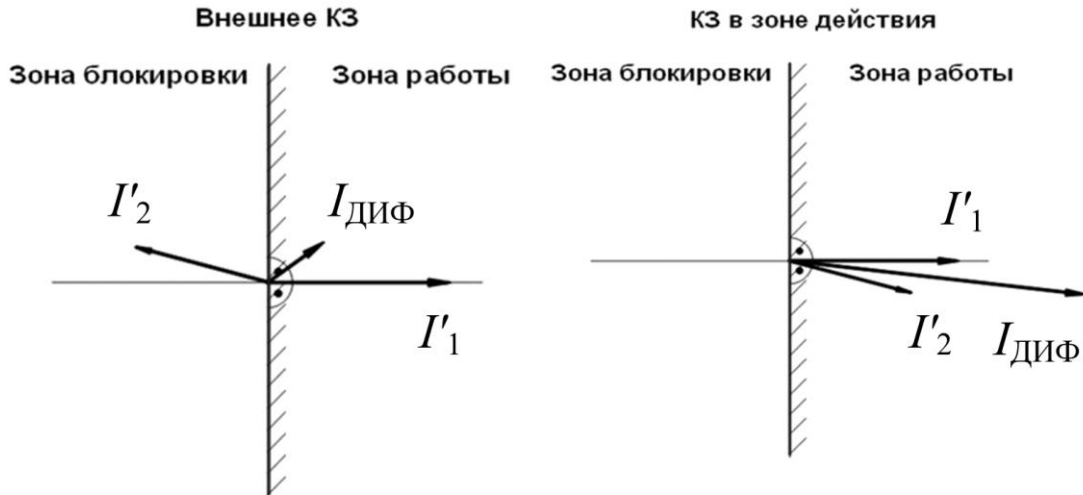


Рис. 8.5. Расположение векторов I'_1 и I'_2 при внешнем КЗ и КЗ в зоне

Логика работы чувствительного токового органа (ЧТО). Для надежного отключения выключателей СШ при работе ДЗШ, в том числе при неуспешном АПВ шин, предусмотрено реле ЧТО. ЧТО состоит из реле тока, включенного на дифференциальный ток пускового органа, и блокирующего реле, включенных по логической схеме И (24) (рис. 8.6).

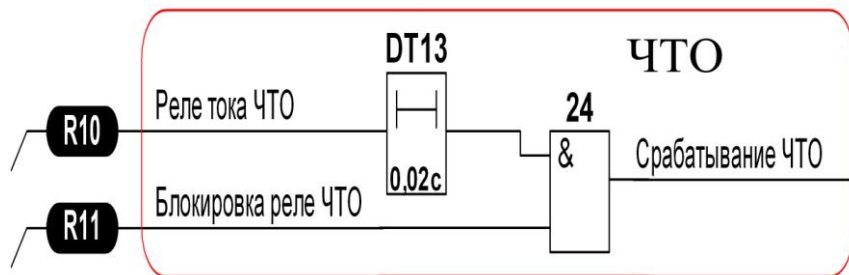


Рис. 8.6. Функциональная схема чувствительного токового органа

ЧТО включается на дифференциальный ток ПО, но обладает более высокой чувствительностью, чем ПО, так как при неуспешном АПВ токи КЗ могут быть значительно меньше расчетных для нормального эксплуатационного режима. Пусковой орган ЧТО задает уставку по току срабатывания, а блокирующее реле обеспечивает отстройку от небаланса, возникающего от бросков тока намагничивания (БТН) при включении трансформаторов.

Реле ЧТО отстроено от небаланса при апериодических БТН при включении силового трансформатора, подключенного к шинам, с амплитудой, равной 6-му значению амплитуды номинального тока и основанием волны тока до 240° .

Реле ЧТО отстроено от небаланса периодических бросков намагничивающего тока с амплитудой, равной 2-му значению амплитуды номинального тока.

Узел контроля исправности цепей переменного тока. Для выявления неисправности в цепях тока ДЗШ предусмотрены три реле контроля исправности токовых цепей, представляющие собой чувствительные токовые реле, включенные в цепи дифференциального тока соответствующей фазы ПО, ИО1, ИО2.

В шкафу предусмотрены пофазные реле контроля исправности токовых цепей ДЗШ, которые контролируют баланс токов в каждой фазе ПО, ИО1 и ИО2 ДЗШ (рис. 8.7). При обрыве во вторичных токовых цепях с выдержкой времени обеспечивается сигнализация о поврежденной фазе и блокировка работы ДЗШ.

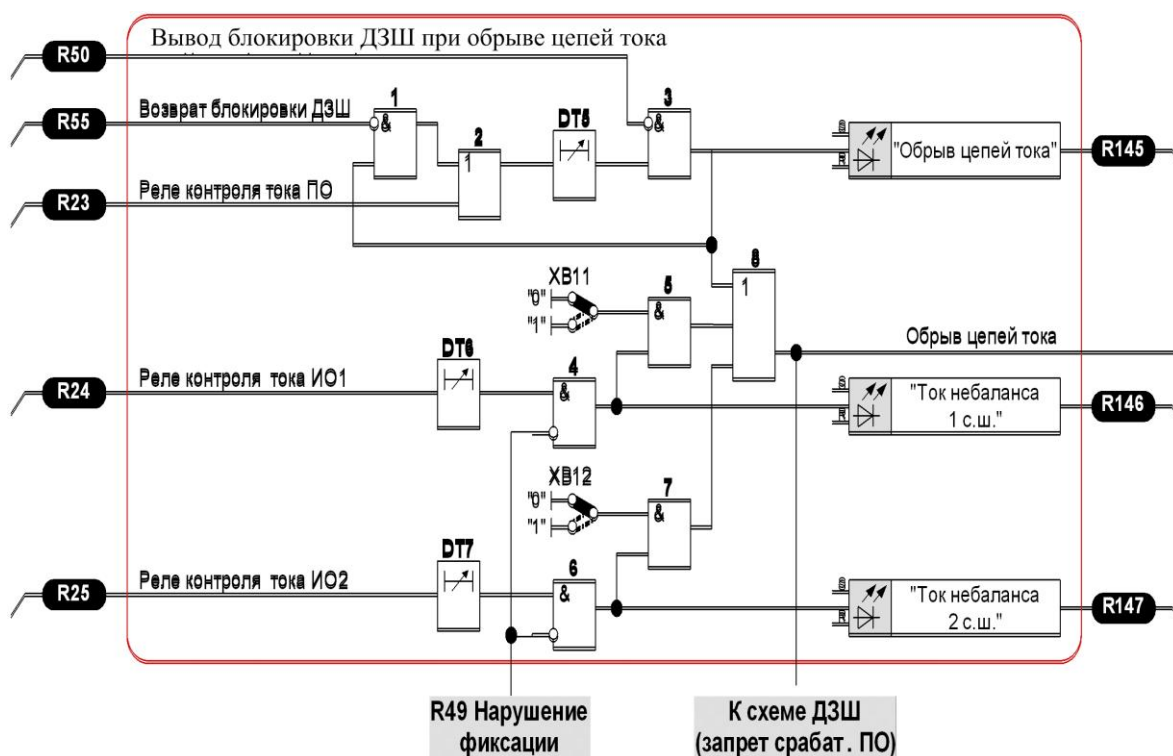


Рис. 8.7. Узел контроля исправности цепей переменного тока

Работа узла контроля обрыва цепей тока происходит следующим образом. Если отсутствует блокировка ДЗШ при обрыве цепей тока по дискретному входу (с помощью ключа на двери шкафа), то на инверсный вход схемы И (3) поступает сигнал «0». Если выведен режим нарушения фиксации присоединений (с помощью ключа на двери шкафа), то на инверсные входы схем И (4) и И (6) поступают сигналы «0». Наконец, если

накладки *XB11* и *XB12* находятся в положении «1» и не вызывают блокировку работы схемы по каналам реле контроля тока ИО1 и ИО2, то в этом режиме при срабатывании любого из реле контроля тока (ПО, ИО1 или ИО2) на выходе схемы ИЛИ (8) через выдержку времени формируется сигнал «Обрыв цепей тока», поступающий в функциональные схемы ДЗШ (рис. 8.8) и запрета АПВ (рис. 8.9). Кроме того, срабатывание каждого из реле контроля формирует соответствующий светодиодный сигнал: «Обрыв цепей тока», «Ток небаланса 1 с.ш.» и «Ток небаланса 2 с.ш.».

При этом сигнал «Реле контроля тока ПО» встает на «самоподхват» (цепочка И (1)→ИЛИ (2)→*DT5*→И (3)), вывод из которого выполняется вручную кнопкой на двери шкафа (сигнал *R55* «Возврат блокировки ДЗШ»).

Элементы задержки на срабатывание контроля обрыва цепей тока *DT5* – *DT7* (диапазон 0,05...27 с) предназначены для надежной фиксации факта обрыва цепей тока.

Накладками *XB11* и *XB12* можно вывести из работы схемы реле контроля ИО1 и (или) ИО2, при этом реле контроля ПО остается в работе.

Ключом на двери шкафа (сигнал «Вывод блокировки ДЗШ при обрыве цепей тока») выводится из работы реле контроля тока ПО, при этом реле контроля ИО1 и ИО2 остаются в работе, если накладки *XB11* и *XB12* находятся в положении «1». В этом случае нет сигнализации об обрыве цепей тока ПО, при этом ДЗШ остается в работе при условии отсутствия срабатывания реле контроля тока ИО1 и ИО2.

Логика отключения ДЗШ в нормальном режиме. Рассмотрим работу функциональной схемы ДЗШ (рис. 8.8).

Отключение поврежденной системы шин производится следующим образом: при возникновении КЗ на первой системе шин срабатывают быстродействующий или медленнодействующий орган ДЗШ ПО и дифференциально-фазный орган ДЗШ ПО (логический элемент И (10)), а также аналогичные органы ДЗШ ИО1 (логический элемент И (13)) поврежденной фазы (фаз). Сигнал с выхода И (10) при отсутствии сигнала «Обрыв цепей тока» (на инверсном входе И (11) от устройства контроля исправности токовых цепей) формирует сигнал «Срабатывание ПО», который поступает в схему опробования и используется для формирования сигналов срабатывания «ДЗШ 1 с.ш.» и «ДЗШ 2 с.ш.».

Сигнал с выхода ИЛИ (14) и сигнал «Срабатывание ПО» подаются на входы И (21) и, при отсутствии сигнала «Запрет ДЗШ при опробовании 1 с.ш.», на выходе И (21) формируется сигнал «ДЗШ 1 с.ш.», который поступает в схему запрета АПВ (рис. 8.9) и через элементы ИЛИ (102) и

ИЛИ (103) образует выходной сигнал «Отключение ДЗШ 1 с.ш.», который вызывает срабатывание выходных реле 1 с.ш., осуществляющих отключение, пуск УРОВ и запрет АПВ СВ1, ШСВ, ОВ (если ОВ подключен к 1 с.ш.), а также выключателей присоединений, подключенных к 1 с.ш. Кроме того, схемой ДЗШ формируется светодиодный сигнал «ДЗШ 1 с.ш.».

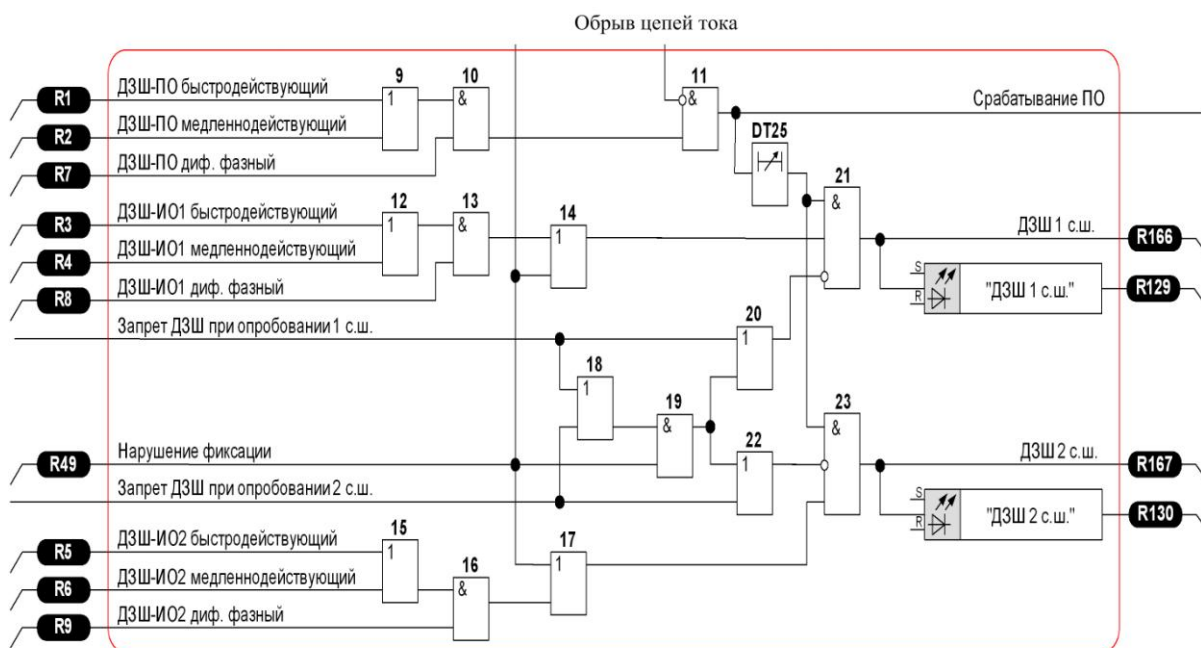


Рис. 8.8. Функциональная схема ДЗШ

Аналогично через элементы И (23), ИЛИ (110) и ИЛИ (111) осуществляется действие на отключение и сигнализацию, пуск УРОВ и запрет АПВ выключателей 2 с.ш.

Для надежного отключения выключателей присоединений при срабатывании ДЗШ, в том числе при АПВ шин, используется «очувствление» ДЗШ (режим «самоподхвата» сигнала ДЗШ, рис. 8.9).

Режим «очувствления» выполняется следующим образом: сигнал «1» срабатывания ДЗШ 1 с.ш. (ДЗШ 2 с.ш.) через элементы ИЛИ (102) (ИЛИ (110))→ИЛИ (103) (ИЛИ (111))→DT1 (DT3)→И (104) (И (112)) поступает на вход ИЛИ (102) (ИЛИ (110)), образуя «самоподхват» сигнала срабатывания ДЗШ 1 с.ш. (ДЗШ 2 с.ш.). При этом сигнал «Срабатывание ЧТО» должен быть равен «1».

На выходах элементов И (103) и И (111) формируются соответственно сигналы «Отключение ДЗШ 1с.ш.» и «Отключение ДЗШ 2с.ш.».

Цепь «самоподхвата» разбирается после возврата реле ЧТО, имеющего существенно меньшие токи срабатывания и возврата по сравнению с ПО.

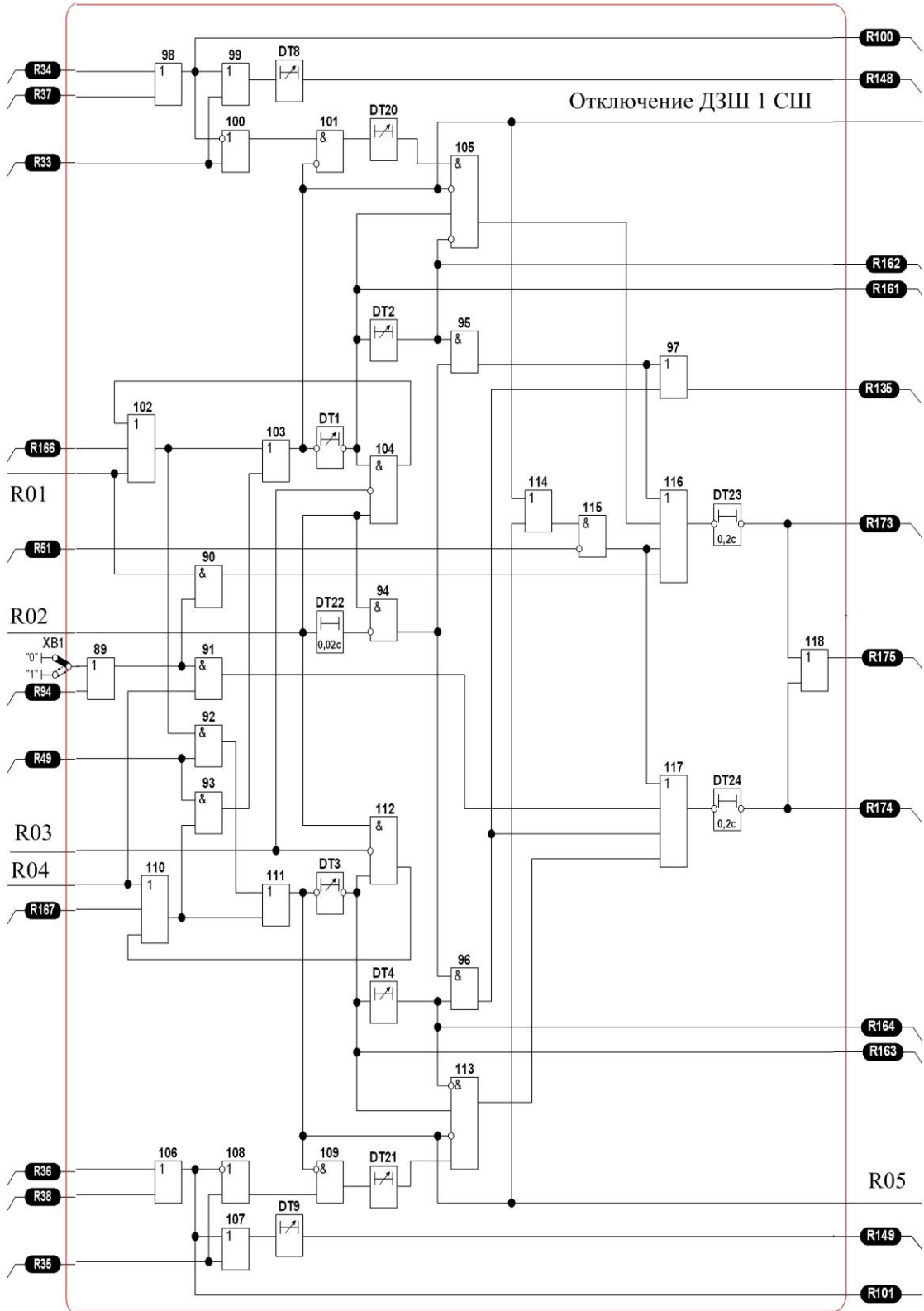


Рис. 8.9. Функциональная схема запрета АПВ

Обозначения, принятые на рис. 8.9: R34 – Реле напряжения 1 с.ш. $U_{AB<}$; R37 – Реле напряжения 1 с.ш. $U_{BC<}$; R33 – Реле напряжения 1 с.ш. $U_{2>}$; R166 – ДЗШ 1 с.ш.; R01 – Отключение от УРОВ 1 с.ш.; R51 – Вывод оперативного запрета АПВ; R02 – Срабатывание ЧТО; R94 – Запрет АПВ от УРОВ; R49 – Нарушение фиксации; R03 – Обрыв цепей тока; R04 – Отключение от УРОВ 2 с.ш.; R167 – ДЗШ 2 с.ш.; R36 – Реле напряжения 2 с.ш. $U_{AB<}$; R38 – Реле напряжения 2 с.ш. $U_{BC<}$; R35 – Реле напряжения 2 с.ш. $U_{2>}$; R100 – Контроль отсутствия напряжения 1 с.ш.; R148 – Неисправность цепей напряжения 1 с.ш.; R162 – Завершение цикла АПВ 1 с.ш.; R161 – Запоминание срабатывания ДЗШ 1 с.ш. в цикле АПВ; R135 – Неуспешное АПВ; R173 – Запрет АПВ1; R175 – Запрет АПВ; R174 – Запрет АПВ2; R163 – Запоминание срабатывания ДЗШ 2 с.ш. в цикле АПВ; R05 – Отключение ДЗШ 2 с.ш.; R149 – Неисправность цепей напряжения 2 с.ш.; R101 – Контроль отсутствия напряжения 2 с.ш.

Логика отключения ДЗШ в режиме с нарушением фиксации присоединений. Если фиксация нарушена, в шкафу ДЗШ ключ «Нарушение фиксации» ставится в положение «Работа», что приводит к тому, что на входы И (21) и И (23) через схемы ИЛИ (14) и ИЛИ (17) всегда подается разрешающий сигнал «1», что приводит к отключению обеих систем шин при срабатывании органов ДЗШ ПО независимо от срабатывания ДЗШ ИО1 или ДЗШ ИО2 (рис. 8.8).

Режим опробования систем шин от присоединения. При опробовании СШ возможно включение на устойчивое КЗ, причиной которого может быть оставленная после ремонта закоротка или неотключенные заземляющие ножи, сохранившееся и не выявленное при осмотре место повреждения после работы ДЗШ и т.д. В этом случае должен быть сформирован сигнал на отключение выключателя, которым производится опробование.

В шкафу предусмотрена возможность опробования систем шин от присоединения (например, после ремонта) от следующих выключателей (рис. 8.10):

- от шиносоединительного выключателя ШСВ ($Q1$);
- от секционных выключателей СВ1($Q3$) и СВ2 ($Q4$);
- опробование обходной системы шин выполняется обходным выключателем ОВ ($Q5$) от одной из рабочих систем шин;
- с помощью выключателей четырех заранее выбранных линий, которые в схеме ДЗШ включены на присоединения $Q6...Q9$.

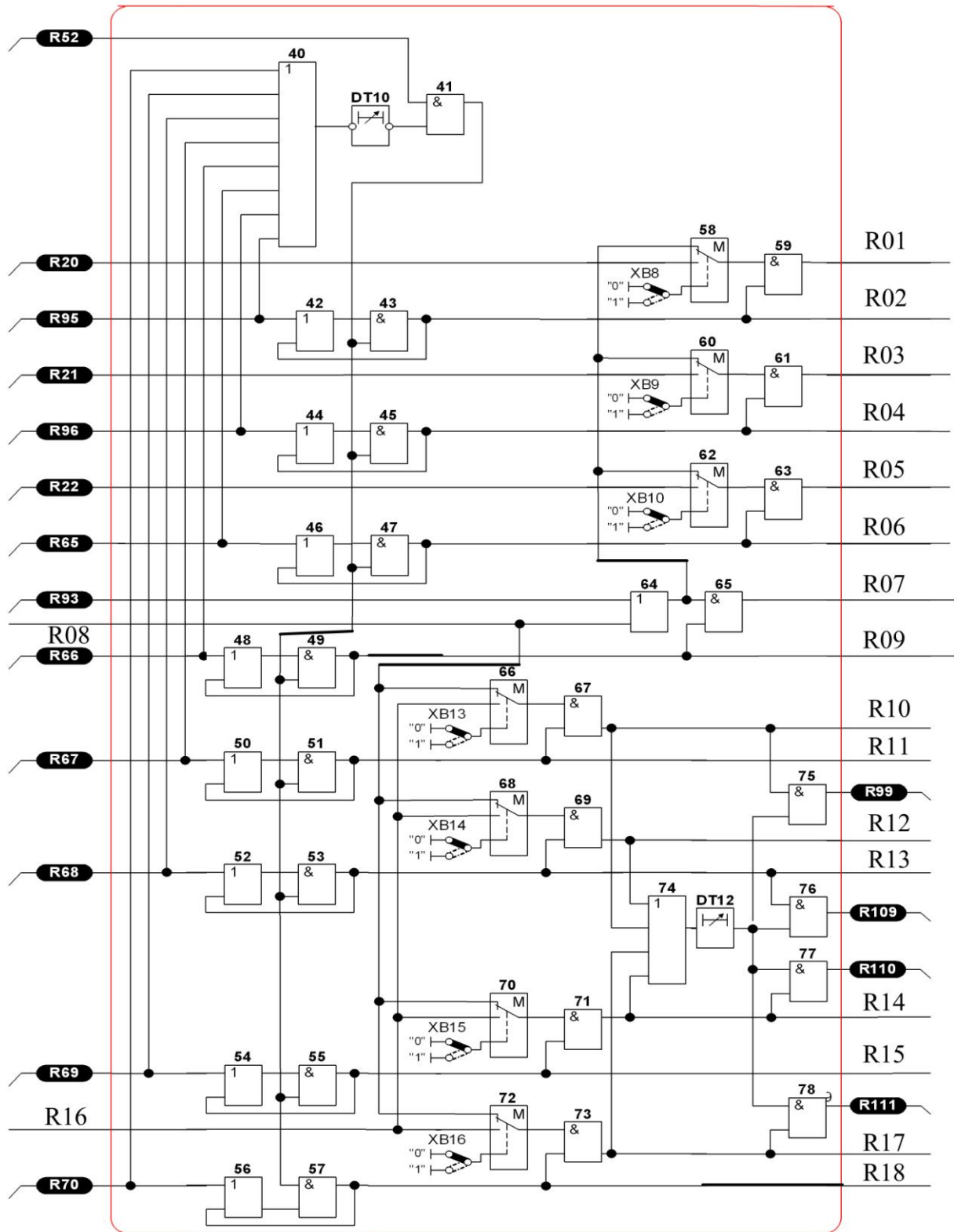


Рис. 8.10. Функциональная схема опробования

Обозначения, принятые на рис. 8.10: R52 – Разрешение опробования; R20 – Реле тока РТ1; R95 – КСС Q1; R21 – Реле тока РТ2; R96 – КСС Q3; R22 – Реле тока РТ3; R65 – КСС Q4; R93 – От резервных защит; R08 –

Срабатывание ПО; R66 – КСС Q5; R67 – КСС Q6; R68 – КСС Q7; R69 – КСС Q8; R16 – Срабатывание ЧТО; R70 – КСС Q9; R01 – Отключение при опробовании Q1; R02 – Опробование Q1; R03 – Отключение при опробовании Q3; R04 – Опробование Q3; R05 – Отключение при опробовании Q4; R06 – Опробование Q4; R07 – Отключение при опробовании Q5; R09 – Опробование Q5; R10 – Отключение при опробовании Q6; R11 – Опробование Q6; R99 – Остановка ВЧ передатчика Q6; R12 – Отключение при опробовании Q7; R13 – Опробование Q7; R109 – Остановка ВЧ передатчика Q7; R110 – Остановка ВЧ передатчика Q8; R14 – Отключение при опробовании Q8; R15 – Опробование Q8; R111 – Остановка ВЧ передатчика Q9; R17 – Отключение при опробовании Q9; R18 – Опробование Q9.

Логическая схема опробования обеспечивает выбор включаемого выключателя и возможность его отключения в течение заданного времени при срабатывании ПО, ЧТО или токовых реле РТ1, РТ2, РТ3.

В шкафу при ручном опробовании обеспечивается действие на отключение выключателя, которым производится опробование. При этом предусмотрено запоминание этого режима на время $DT10$ (рис. 8.10). Диапазон уставок $DT10 = (0,05-0,6)$ с.

Для разрешения опробования ключ «Разрешение опробования» должен быть установлен в положение «Работа», при этом при наличии входного сигнала КСС Q1...КСС Q9 на выходе И (41) появляется разрешающий опробование сигнал «1», поступающий на входы элементов И (43), И (45), И (47), И (49), И (51), И (53), И (55) и И (57).

Если опробование разрешено, то при наличии входного сигнала КСС Q1...КСС Q9 соответствующий выходной сигнал «Опробование Q1...Q9» встает на «самоподхват» (элементы ИЛИ (42)→И (43)...ИЛИ (56)→И (57), который снимается через выдержку времени, определяемую $DT10$ после снятия сигналов КСС Q1...КСС Q9).

Режим опробования присоединения от систем шин. Опробование присоединения от работающих шин (т.е. находящихся под напряжением) производится при «открытом» плече ДЗШ, т.е. отсоединенных от ДЗШ с помощью испытательного блока токовых цепей опробуемого присоединения (рис. 8.11). Поэтому в режиме с «открытым» плечом ДЗШ возможно излишнее отключение шин при КЗ на опробуемом присоединении. Для предотвращения этого выполняется блокирование действия ДЗШ. С этой целью в схеме опробования предусмотрена выдержка времени $DT11$, в течение которой выполняется блокирование действия ДЗШ на отключение (рис. 8.12).

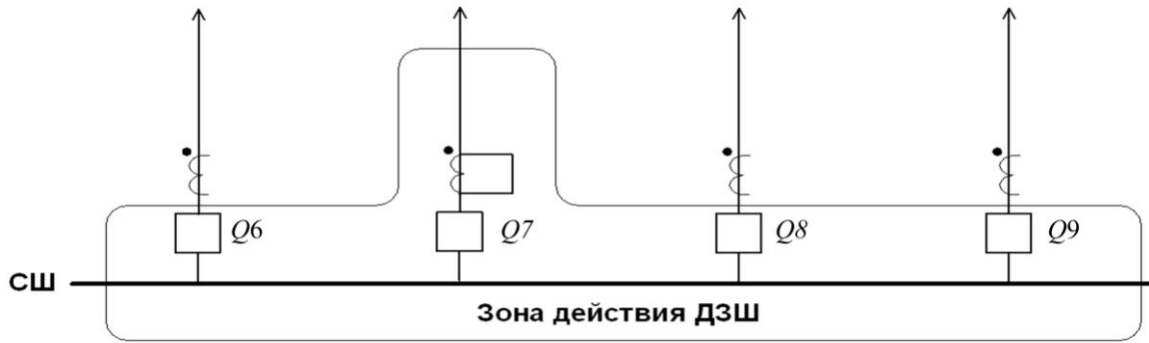


Рис. 8.11. Зона действия ДЗШ при опробовании присоединения Q7 от СШ в режиме с «открытым» плечом

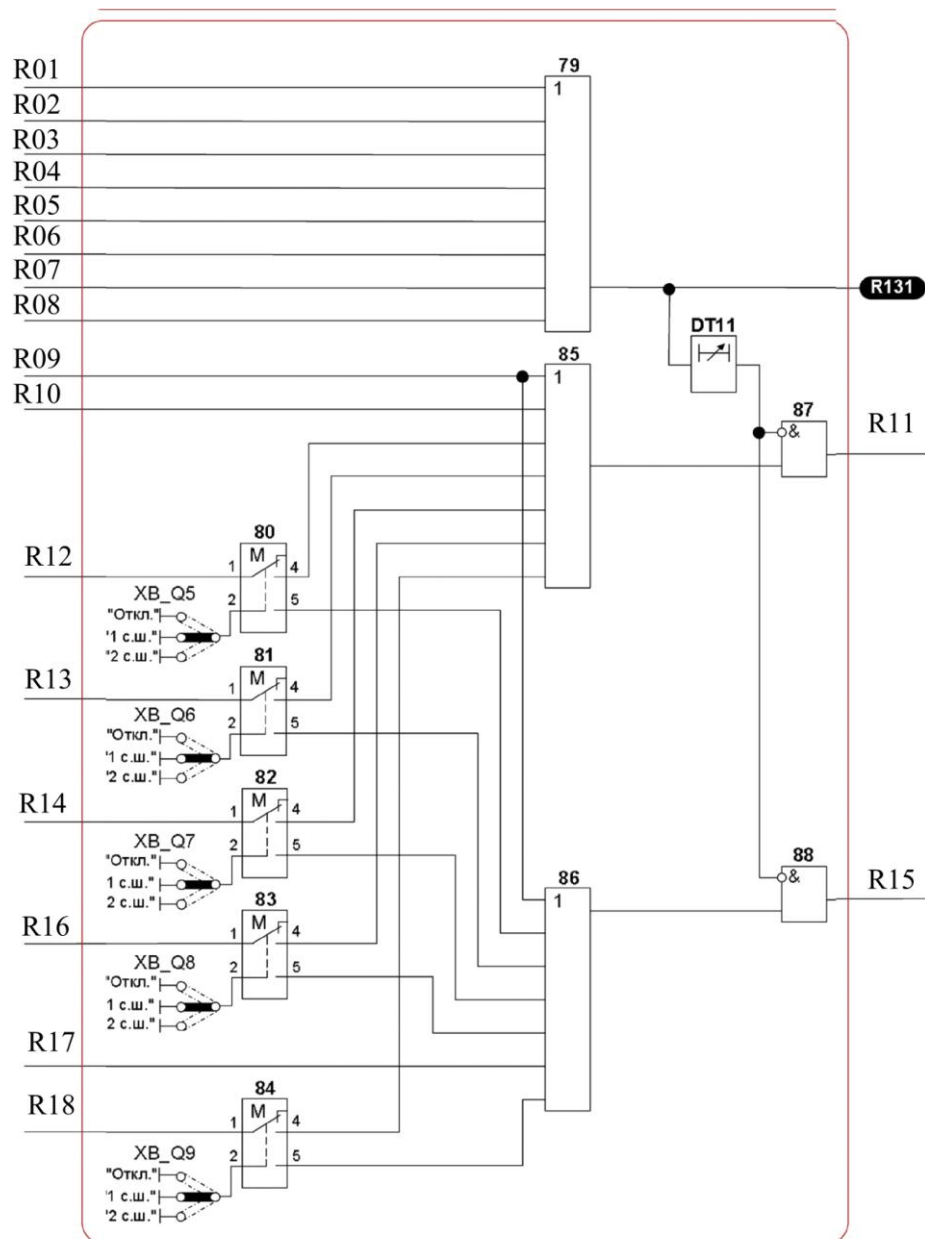


Рис. 8.12. Функциональная схема запрета действия ДЗШ на отключение при опробовании

Обозначения, принятые на рис. 8.12: R01 – Отключение при опробовании Q1; R02 – Отключение при опробовании Q3; R03 – Отключение при опробовании Q4; R04 – Отключение при опробовании Q5; R05 – Отключение при опробовании Q6; R06 – Отключение при опробовании Q7; R07 – Отключение при опробовании Q8; R08 – Отключение при опробовании Q9; R09 – Опробование Q1; R10 – Опробование Q3; R11 – Запрет ДЗШ при опробовании 1 с.ш.; R12 – Опробование Q5; R13 – Опробование Q6; R14 – Опробование Q7; R15 – Запрет ДЗШ при опробовании 2 с.ш.; R16 – Опробование Q8; R17 – Опробование Q4; R18 – Опробование Q9.

Действительно, при наличии сигнала R52 «Разрешение опробования» (рис. 8.10) сигнал включения присоединения КСС Q7 (для примера) в случае неуспешного опробования приводит к появлению на выходе И (69) сигнала «Отключение при опробовании Q7», который до истечения времени DT11 создает на инверсном входе И (87) (рис. 8.12) сигнал «0», который вместе с единичным сигналом «Опробование Q7» формирует на выходе И (87) сигнал блокирования действия ДЗШ на отключение.

Узел запрета АПВ. Цепи запрета АПВ шкафа содержат устройства контроля напряжения для 1СШ и 2СШ.

Каждое устройство контроля напряжения содержит два органа напряжения:

- минимальный орган, включенный на междуфазные напряжения $U_{AB<}$ и $U_{BC<}$, реагирующий на понижение напряжения ниже уставки срабатывания;

- максимальный орган, реагирующий на повышение напряжения $U_{2>}$ выше уставки срабатывания.

В шкафу предусмотрены входы от индивидуальных УРОВ присоединений и группового УРОВ для действия на отключение выключателей каждой системы шин.

В шкафу предусмотрено автоматическое повышение чувствительности ДЗШ при АПВ шин. Повышение чувствительности производится путем вывода из действия пускового органа, при этом отключение поврежденной системы шин при АПВ выполняет реле ЧТО, которое имеет большую чувствительность, чем пусковой орган. Указанное действие обеспечивается в течение заданного времени DT1 (DT3), регулируемого в пределах от 0,05 до 27 с (рис. 8.9).

В схеме шкафа предусмотрены следующие логические цепи запрета АПВ (рис. 8.9):

- 1) при срабатывании ДЗШ (оперативный запрет АПВ);

Оперативный запрет АПВ осуществляется при отсутствии сигнала «Вывод оперативного запрета АПВ шин» (контрольный сигнал $R51$), при этом на выходе И (115) появляется сигнал «1», которым при срабатывании ДЗШ 1 с.ш. (контрольный сигнал $R166$) выполняется запрет АПВ. При наличии сигнала «Вывод оперативного запрета АПВ шин» (осуществляется ключом на двери шкафа) оперативный запрет АПВ шин выводится (на выходе И (115) появляется сигнал «0»).

2) при отключении от УРОВ выключателя любого присоединения;

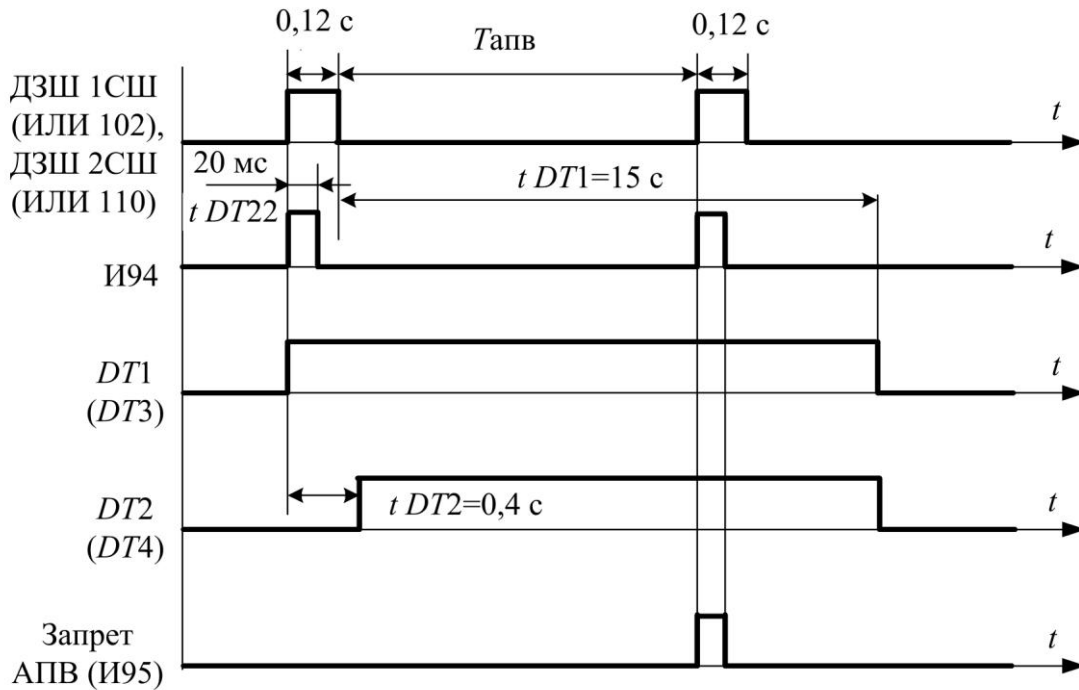
Запрет АПВ от УРОВ производится при приеме сигнала срабатывания от индивидуального УРОВ любого из присоединений, включая УРОВ ШСВ, УРОВ СВ1 и УРОВ СВ2, входящих в состав данного шкафа или группового УРОВ 1 с.ш. или 2 с.ш. Данный режим фиксируется на выходах логических элементов И (90), И (91), при этом на выходе ИЛИ (89) должен быть сигнал «1». Этот сигнал формируется либо при установке накладки $XB1$ «Запрет АПВ от УРОВ» в положение «Без подтверждения» (т.е. в «1»), тогда состояние входа «Запрет АПВ от УРОВ» не играет роли, либо в положение «С подтверждением» (т.е. в «0»), тогда на вход «Запрет АПВ от УРОВ» должно подаваться напряжение +220 В.

Для обеспечения надежного запрета АПВ осуществляется запоминание этого режима с помощью элемента задержки на возврат $DT23$ и $DT24$ длительностью 0,2 с.

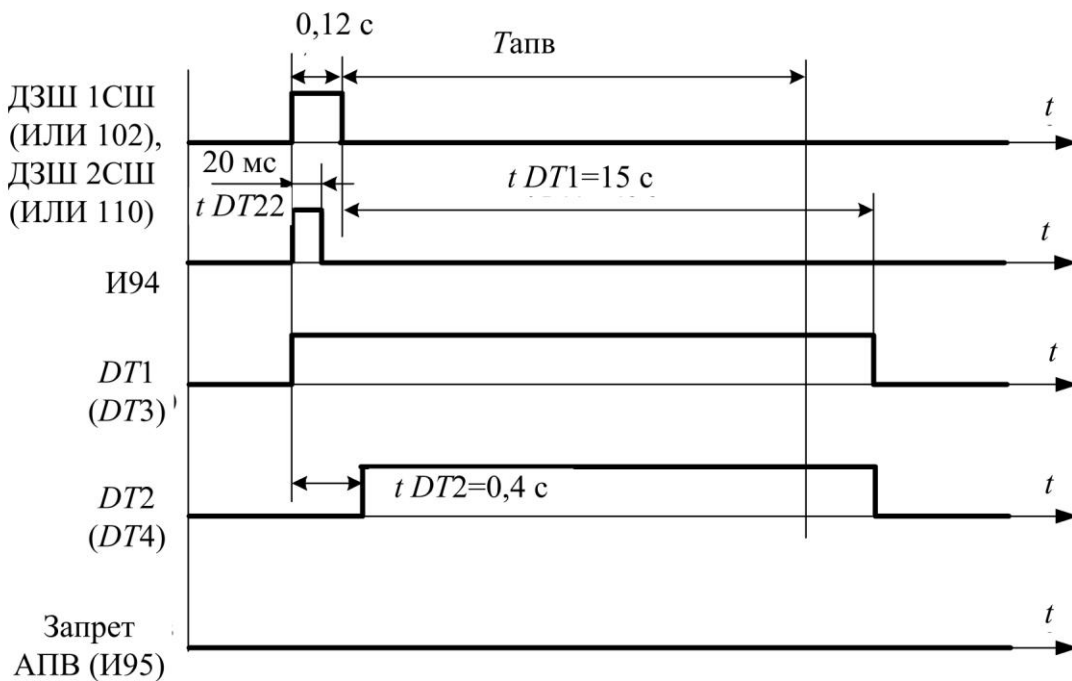
3) при неуспешном АПВ шин;

Неуспешное АПВ шин (рис. 8.13, а) фиксируется на выходе логического элемента И (95) (И (96)) по факту совпадения сигналов срабатывания от реле ЧТО с выхода И (94) и задержанного с помощью выдержки $DT2$ ($DT4$) сигнала о первом срабатывании ДЗШ с выхода ИЛИ (103) (ИЛИ (111)). Неуспешное АПВ фиксируется светодиодом «Неуспешное АПВ шин», при этом формируются сигналы «Запрет АПВ1(2)» и «Запрет АПВ» с задержкой на возврат с помощью элементов $DT23$ ($DT24$).

При успешном АПВ шин через время $T_{АПВ}$ происходит успешное включение СШ под напряжение (рис. 8.13, б), второго срабатывания ДЗШ не происходит и на выходе логического элемента И (95) (И (96)) не появляется сигнал запрета АПВ.



а)



б)

Рис. 8.13. Режим неуспешного (а) и успешного (б) АПВ шин

4) при неполнофазном или полнофазном отказе выключателя одного из питающих присоединений.

Неполнофазный или полнофазный отказ выключателя (рис. 8.14) одного из питающих присоединений после ликвидации КЗ на шинах фиксируется на выходе логического элемента И (105) (И (113)) для первой

и второй систем шин соответственно. Сигналы на выходах данных элементов появляются при совпадении на их входах сигналов о срабатывании ДЗШ с выходов $DT1$ или $DT3$, задержанного сигнала о срабатывании ДЗШ с выхода $DT2$ ($DT4$), а также сигналов с выходов И (101) (И (109)), которые появляются при наличии неполнофазного или полнофазного отказа выключателя с задержкой $DT20 = 0,25$ с.

Запрет АПВ происходит как при неполнофазном, так и при полнофазном отказе выключателя. При неполнофазном отказе срабатывает реле $U_{2>}$ и на выходе И (101) появляется сигнал «1», при полнофазном отказе срабатывают реле $U_{AB<}$ и $U_{BC<}$ и на выходе И (101) также появляется сигнал «1» (рис. 8.9, табл. 8.1).

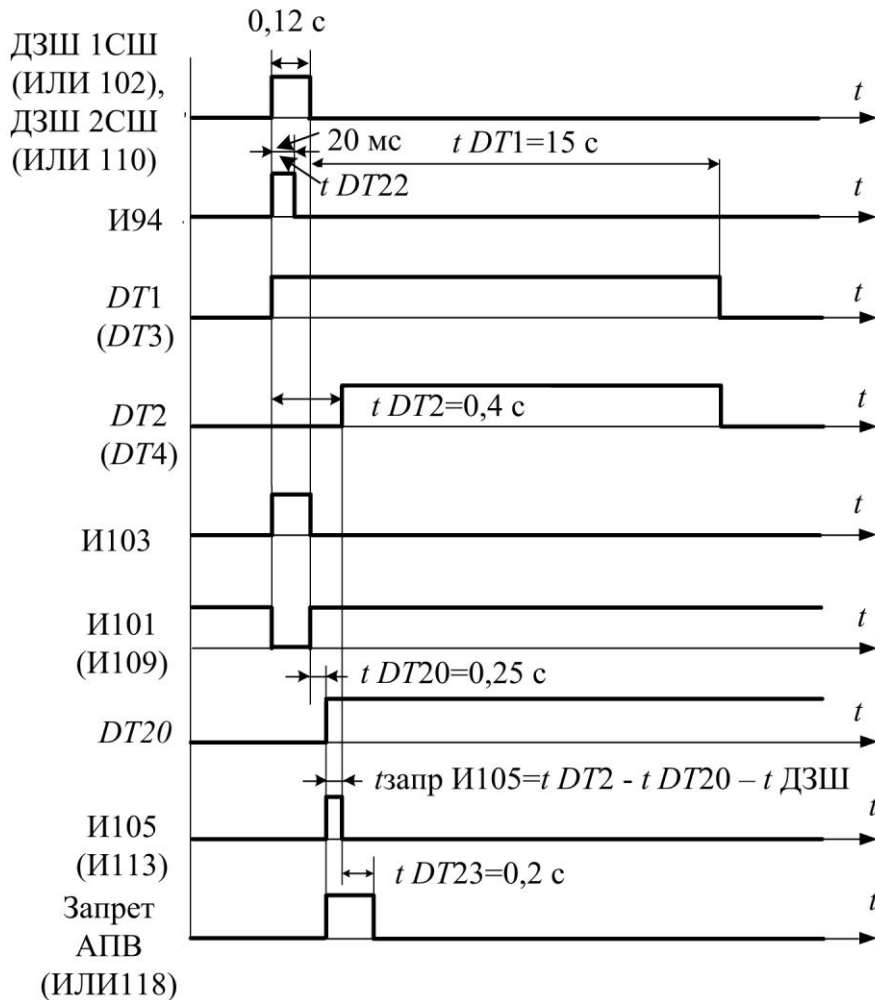


Рис. 8.14. Режим неполнофазного отказа выключателя

Срабатывание логических элементов при неполнофазном и полнофазном отказе выключателя

Отказ выключателя	Напряжение U_{ABC} на шинах	U_2	$U_{AB<}, U_{BC<}$	$U_{2>}$	ИЛИ (98)	И (100) (отказ выкл.)
Полнофазный	есть 3-х фазное U	нет	0	0	0	«1» – есть, «0» – нет
Неполнофазный	есть U_{AB} или U_{BC}	есть	1	1	1	

8.3. Суммарная резервная защита шин

СРЗШ используется на энергообъектах с двумя (четырьмя) системами (секциями) шин и состоит из двух (четырёх) комплектов. Каждый из комплектов СРЗШ направлен в одну систему (секцию) шин и содержит:

- 3 ступени ДЗ, реализованные с использованием направленных реле сопротивления, БК и БНН (для защиты от междуфазных КЗ);
- 4 ступени ТЗНП, реализованные с использованием реле тока и реле мощности нулевой последовательности (для защиты от однофазных КЗ).

Принципы выполнения перечисленных выше защит аналогичны принципам выполнения резервных защит ЛЭП (см. п. 5.2), поэтому подробное описание измерительных органов и функциональных схем данных защит мы опустим. Ниже будет рассматриваться концепция выполнения современных устройств СРЗШ на примере шкафов ШЭ2607 011021 производства ООО «НПП ЭКРА» [17].

8.3.1. Суммарная резервная защита шин на базе микропроцессорного шкафа типа ШЭ2607 011021

Схема подключения шкафа СРЗШ типа ШЭ2607 011021 к цепям тока на примере энергообъекта с двумя системами шин представлена на рис. 8.15.

Комплект А1 СРЗШ подключается на сумму токов В-5 (ввод АТ-1) и ШСВ, защиты комплекта А1 (ДЗ, ТЗНП) направлены в сторону 1 СШ. Комплект А2 СРЗШ подключается на сумму токов В-6 (ввод АТ-2) и

ШСВ, защиты комплекта А2 (ДЗ, ТЗНП) направлены в сторону 2 СШ. Выбор токов данных присоединений обусловлен наиболее мощными источниками, что позволяет реализовать более чувствительную защиту. Для суммирования токов используется специально предусмотренная кросс-панель.

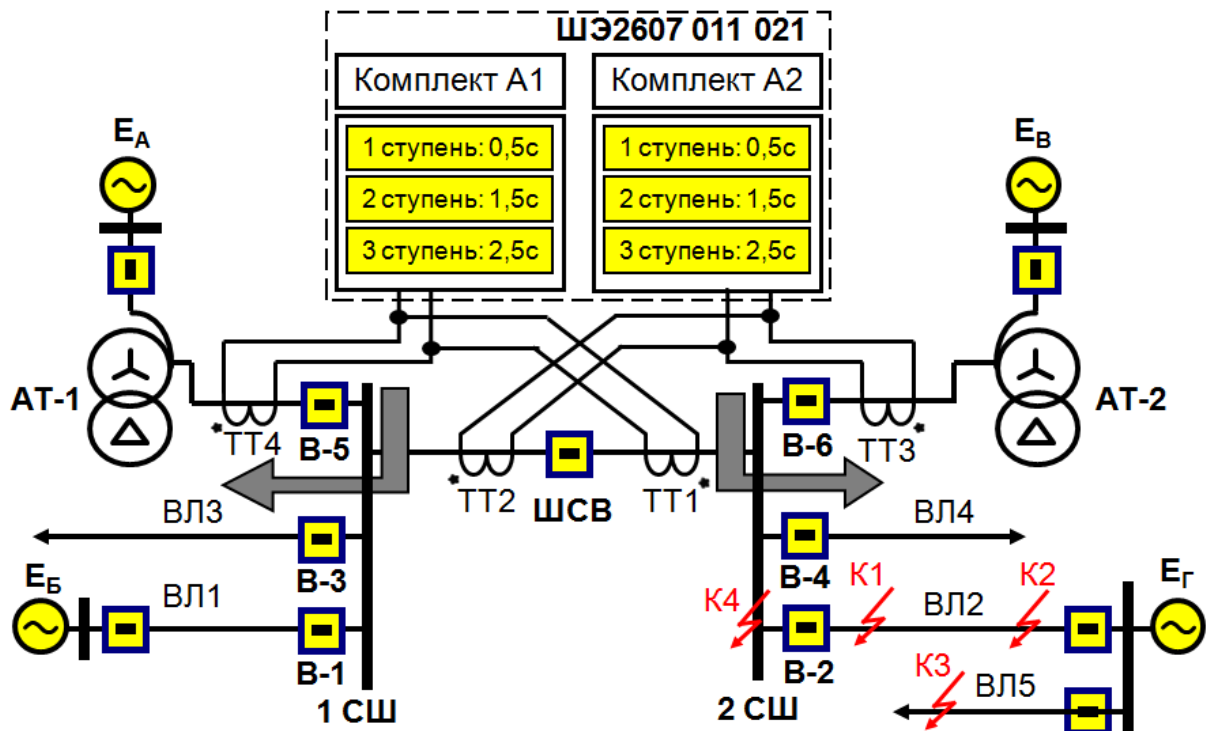


Рис. 8.15. Схема подключения шкафа СРЗШ к цепям тока:
 1 СШ, 2 СШ – первая и вторая система шин соответственно;
 ШСВ – шиносоединительный выключатель; В-1, В-3, В-5 – выключатели присоединений, подключенные к 1 СШ; В-2, В-4, В-6 – выключатели присоединений, подключенные к 2 СШ; АТ-1, АТ-2 – автотрансформаторы; ТТ1, ТТ2, ТТ3, ТТ4 – трансформаторы тока; E_A, E_B, E_V, E_Γ – эквивалентные Э.д.с.; К1, К2, К3, К4 – места рассматриваемых КЗ

Для примера, рассмотрим поведение комплекта А2 СРЗШ при различных местах КЗ (рис. 8.15). В зависимости от вида повреждения, будут работать измерительные органы ДЗ (при междуфазных КЗ) или ТЗНП (при однофазных и двухфазных КЗ на землю).

В нормальном режиме (когда ДЗШ в работе) СРЗШ используется как направленная делительная защита и резервирует КЗ в сети (повреждения К1, К2, К3 на рис. 8.15) 1-й, 2-й и 3-й ступенью соответственно, действуя на отключение ШСВ без запрета АПВ.

В случае вывода из работы ДЗШ по любой причине действие СРЗШ переводится на отключение присоединений, отключаемых нормально от ДЗШ. Таким образом, при КЗ на 2 СШ (повреждение К4 на рис. 8.15), комплект А2 СРЗШ подействует на отключение выключателей В-2, В-4, В-6 и ШСВ с запретом АПВ.

Преимущества применения СРЗШ:

- 1) уменьшение времени ликвидации повреждения при выведенной ДЗШ, улучшение селективности защит;
- 2) повышение чувствительности к КЗ на ЛЭП, отходящих от шин энергообъекта, т.е. улучшение системы дальнего резервирования защит;
- 3) возможность отказаться от действия резервных защит автотрансформаторов на отключение шиносоединительного выключателя;
- 4) уменьшение количества операций, выполняемых оперативным персоналом при выводе ДЗШ.

Контрольные вопросы

1. Опишите работу микропроцессорной дифференциальной защиты шин в нормальном режиме.
2. Опишите работу микропроцессорная дифференциальная защита шин в режиме с нарушением фиксации присоединений.
3. Расскажите принципы выполнения опробования систем шин от присоединения и присоединения от систем шин.
4. Назначение узла запрета автоматического повторного включения в микропроцессорном шкафу дифференциальной защиты шин.
5. Опишите работу суммарной резервной защиты шин при различных повреждениях на шинах и при коротких замыканиях в зоне резервирования.

9. ОСОБЕННОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ ЦИФРОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

9.1. Основные понятия

Новые технологии производства современных систем управления перешли из стадии научных исследований и экспериментов в стадию практического использования. Разработаны и внедряются современные коммуникационные стандарты обмена информацией. Широко применяются цифровые устройства защиты и автоматики. Произошло существенное развитие аппаратных и программных средств систем управления. Появление новых международных стандартов и развитие современных информационных технологий открывает возможности инновационных подходов к решению задач автоматизации и управления энергообъектами, позволяя создать подстанцию нового типа – цифровую подстанцию. Отличительными характеристиками цифровой подстанции являются: наличие встроенных в первичное оборудование интеллектуальных микропроцессорных устройств, применение локальных вычислительных сетей для коммуникаций, цифровой способ доступа к информации, её передаче и обработке, автоматизация работы подстанции и процессов управления ею. В перспективе цифровая подстанция будет являться ключевым компонентом интеллектуальной сети (*Smart Grid*).

Под «цифровой» подстанцией понимается подстанция с высоким уровнем автоматизации управления, в которой практически все процессы информационного обмена между элементами подстанции, обмена с внешними системами, а также управления работой подстанции осуществляются в цифровом виде на основе протоколов МЭК61850 с использованием инновационных способов сбора информации, таких как цифровые трансформаторы тока и напряжения и интеллектуальные электронные устройства. При этом и первичное оборудование ЦПС, и компоненты информационно-технологических и управляющих систем функционально и конструктивно ориентированы на поддержку цифрового обмена данными [66].

Основной особенностью и отличием стандарта МЭК 61850 от других стандартов является то, что в нём регламентируются не только вопросы передачи информации между отдельными устройствами, но и вопросы формализации описания схем – подстанции, защиты, автоматики и измерений, конфигурации устройств. В стандарте предусматриваются возможности использования новых цифровых измерительных устройств вместо традиционных аналоговых измерителей (трансформаторов тока и

напряжения). Информационные технологии позволяют перейти к автоматизированному проектированию цифровых подстанций, управляемых цифровыми интегрированными системами. Все информационные связи на таких подстанциях выполняются цифровыми, образующими единую шину процесса. Это открывает возможности быстрого прямого обмена информацией между устройствами, что, в конечном счёте, даёт возможность сокращения числа медных кабельных связей, и числа устройств, а также более компактного их расположения.

9.2. Структура цифровой подстанции

Рассмотрим подробнее структуру цифровой подстанции, выполненную в соответствии со стандартом МЭК 61850 (рис. 9.1). Система автоматизации энергообъекта, построенного по технологии «Цифровая подстанция», делится на три уровня [66]:

- 1) полевой уровень (уровень процесса);
- 2) уровень присоединения;
- 3) станционный уровень.

Полевой уровень состоит из:

- 1) первичных датчиков для сбора дискретной информации и передачи команд управления на коммутационные аппараты;
- 2) первичных датчиков для сбора аналоговой информации (цифровые трансформаторы тока и напряжения).

Уровень присоединения состоит из интеллектуальных электронных устройств:

- 1) устройств управления и мониторинга (контроллеры присоединения, многофункциональные измерительные приборы, счётчики АСКУЭ, системы мониторинга трансформаторного оборудования и т.д.);
- 2) терминалов релейной защиты и локальной противоаварийной автоматики.

Станционный уровень состоит из:

- 1) серверов верхнего уровня (сервер базы данных, сервер SCADA, сервер телемеханики, сервер сбора и передачи технологической информации и т.д., конденсатор данных);
- 2) АРМ персонала подстанции.

Из основных особенностей построения системы в первую очередь необходимо выделить новый «полевой» уровень, который включает в себя инновационные устройства первичного сбора информации: цифровые

измерительные трансформаторы, встроенные микропроцессорные системы диагностики силового оборудования и т.д.

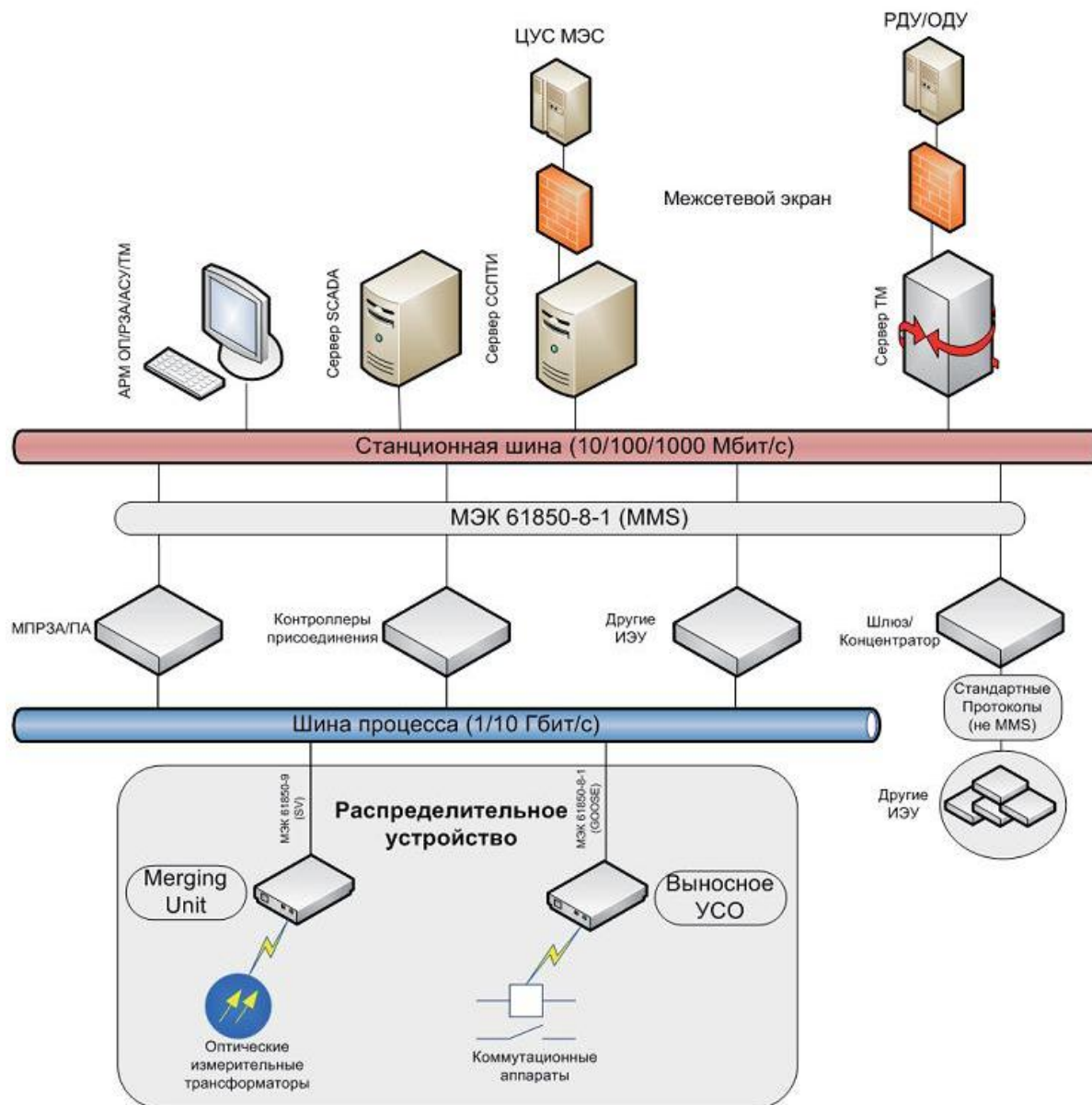


Рис. 9.1. Структура цифровой подстанции

Цифровые измерительные трансформаторы передают мгновенные значения напряжения и токов по протоколу МЭК 61850-9-2 устройствам уровня присоединения. Существует два вида цифровых измерительных трансформаторов: оптические и электронные. Оптические измерительные трансформаторы являются наиболее предпочтительными при создании систем управления и автоматизации цифровой подстанции, так как используют инновационный принцип измерений, исключая влияние электромагнитных помех. Электронные измерительные трансформаторы

базируются на базе традиционных трансформаторов и используют специализированные аналогово-цифровые преобразователи.

Данные от цифровых измерительных трансформаторов, как оптических, так и электронных, преобразуются в широкополосные Ethernet-пакеты с использованием мультиплексоров, предусмотренных стандартом МЭК 61850-9. Сформированные мультиплексорами пакеты передаются по сети *Ethernet* (шине процесса) в устройства уровня присоединения (контроллеры АСУ ТП, РЗА) [66, 67].

Данные о положении коммутационных аппаратов и другая дискретная информация (положение ключей режима управления, состояние цепей обогрева приводов и др.) собираются с использованием выносных модулей, установленных в непосредственной близости от коммутационных аппаратов. Выносные модули имеют релейные выходы для управления коммутационными аппаратами и синхронизируются с точностью не ниже 1 мс. Передача данных от выносных модулей осуществляется по оптоволоконной связи, являющейся частью шины процесса по протоколу МЭК 61850-8-1 (*GOOSE*). Передача команд управления на коммутационные аппараты также осуществляется через выносные модули с использованием протокола МЭК 61850-8-1 (*GOOSE*).

Силовое оборудование оснащается набором цифровых датчиков.

Устройства для цифровой подстанции могут быть выполнены по модульному принципу и позволяют совмещать в себе функции множества устройств. Гибкость построения цифровых подстанций позволяет предложить различные решения с учётом особенностей энергообъекта.

9.3. Ключевые элементы цифровой подстанции

К ключевым элементам цифровой подстанции относятся:

- 1) цифровые (электронные и оптические) трансформаторы тока и напряжения»;
- 2) «шина процесса» (*process bus*). Под «шиной процесса» понимается локальная вычислительная сеть, соединяющая первичное оборудование с интеллектуальными электронными устройствами, выполняющими различные функции;
- 3) интеллектуальные электронные устройства с поддержкой «шины процесса»;
- 4) «шина станции» (*station bus*), используемая не только для связи «клиент-сервер» между автоматизированными системами управления и интеллектуальными электронными устройствами, но и для

горизонтального обмена информацией между интеллектуальными электронными устройствами при помощи *GOOSE*-сообщений, включая высокоприоритетные сигналы релейной защиты.

Стандарт МЭК 61850 использует для передачи данных сеть *Ethernet*. Устройство-отправитель передает по сети *Ethernet* информацию в широкополосном диапазоне. В сообщении присутствует адрес отправителя и адреса, по которым осуществляется его передача, а также значение сигнала (например «0» или «1»). Устройство-получатель получит сообщение, а все остальные устройства его проигнорируют. Поскольку передача *GOOSE*-сообщений осуществляется в широкополосном диапазоне, то есть нескольким адресатам, подтверждение факта получения адресатами сообщения отсутствует. По этой причине передача *GOOSE*-сообщений в установившемся режиме производится с определенной периодичностью. При наступлении нового события в системе (например, короткого замыкания и, как следствие, пуска измерительных органов защиты) начинается спонтанная передача сообщения через увеличивающиеся интервалы времени. Интервалы времени между передаваемыми сообщениями увеличиваются, пока не будет достигнуто предельное значение, определяемое пользователем (например, 50 мс). Далее, до момента наступления нового события в системе, передача будет осуществляться именно с таким периодом (рис. 9.2) [67].

Особенностью вторичных систем, построенных по стандарту МЭК 61850, является реализация большинства функций защиты и автоматики с использованием информационной сети. Соответственно, надежность системы релейной защиты и автоматики будет связана с надежностью подсистемы передачи данных.

Стандарт МЭК 61850 предлагает целый комплекс решений, направленных на повышение надежности передачи данных. Этот комплекс включает в себя как средства, описанные самим стандартом, так и стандартные средства коммуникационных протоколов *Ethernet*.

Наряду с надежностью скорость передачи данных по информационной сети цифровой подстанции, является также важнейшим параметром.

Время доставки данных для важных сигналов (например, пуск или срабатывание защиты, команда отключения выключателя и т.п.) будет определять суммарное время ликвидации ненормальных и аварийных режимов и должно быть минимизировано.

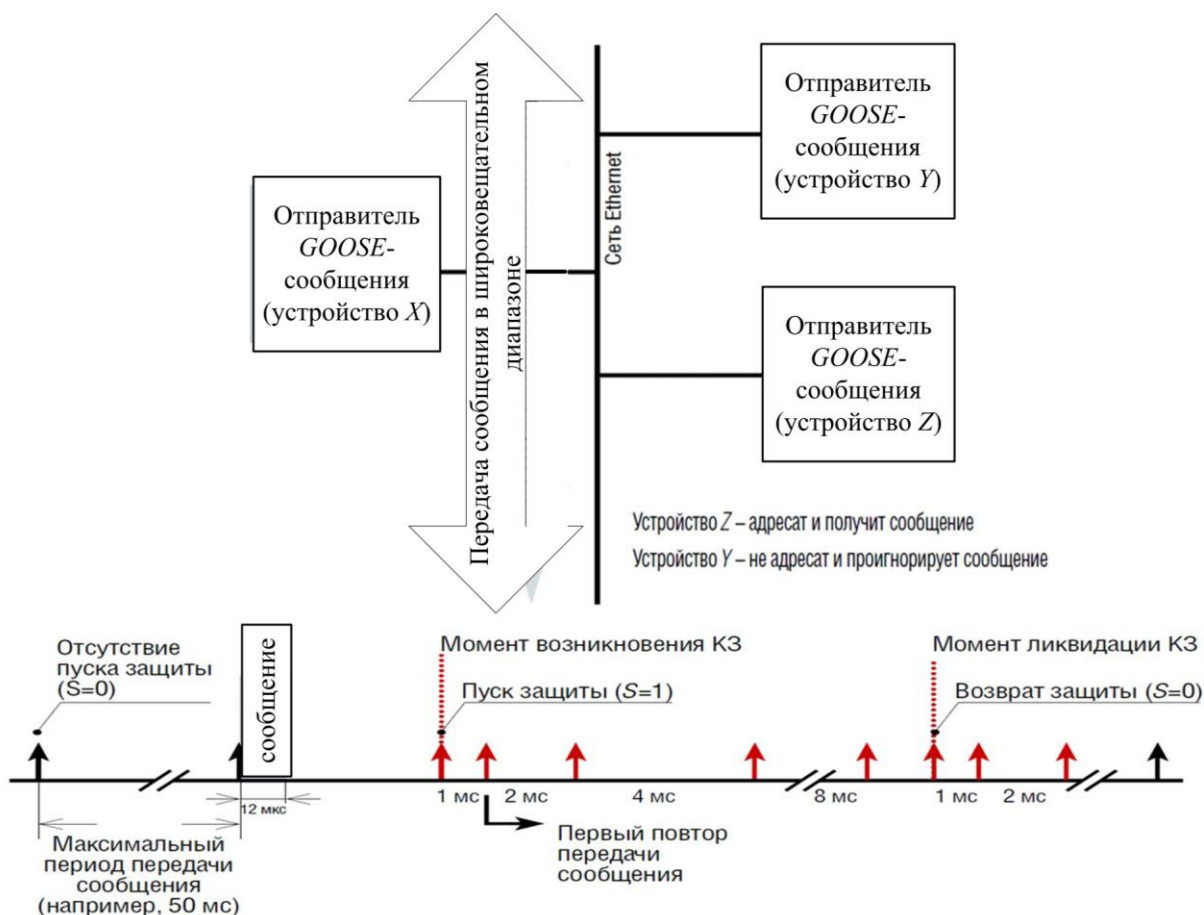


Рис. 9.2. Принцип передачи *GOOSE*-сообщений

Контрольные вопросы

1. Дайте определение цифровой подстанции.
2. Опишите уровни в структуре цифровой подстанции.
3. Дайте определение термину «шина процесса».
4. Дайте определение термину «шина станции».
5. Перечислите ключевые элементы цифровой подстанции.

10. ОПЕРАТИВНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ЦИФРОВЫХ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

10.1. Основные понятия

Эффективная работа систем электроснабжения промышленных предприятий и электроэнергетических систем в определяющей мере связана с функционированием устройств релейной защиты и автоматики (РЗА), предназначенными осуществлять быструю и селективную автоматическую ликвидацию повреждений в перечисленных системах.

Техническое состояние устройств РЗА обеспечивается соответствующими службами РЗА и сервисными организациями, выполняющими работы по наладке и техническому обслуживанию данных устройств. Другим немаловажным фактором обеспечения эффективности работы устройств РЗА является оперативное обслуживание данных устройств, осуществляемое оперативным персоналом на энергообъектах, и включающее в себя действия с устройствами РЗА при их срабатывании, неисправности, при переключениях в первичных или вторичных цепях, при осмотре.

Основные принципы и общие указания по оперативному обслуживанию устройств РЗА определены Инструкцией [68], разработанной Филиалом ОАО «Инженерный центр ЕЭС» – «Фирма ОРГРЭС» и обязательной для применения на энергообъектах России. Необходимые дополнительные указания по оперативному обслуживанию отдельных конкретных устройств РЗА учитываются при разработке местных инструкций. Каждый энергообъект имеет свои особенности по обслуживанию устройств РЗА. Это связано как с разным временем ввода устройств РЗА в эксплуатацию (различные поколения устройств РЗА), так и с различной идеологией построения систем РЗА в разных энергосистемах.

Ниже приведены особенности, которые необходимо учитывать при обслуживании определённых видов релейной защиты.

10.2. Обслуживание вторичных цепей трансформатора напряжения

Многие устройства РЗА для своей работы используют цепи переменного напряжения, подводимые от трансформатора напряжения (ТН). Причём зачастую, цепи напряжения одного ТН подводятся к нескольким устройствам РЗА (рис. 10.1). Это обуславливает высокую

длину кабелей, прокладываемых от шкафа ТН через панель перевода (ПП) цепей напряжения к шкафам защит, что, в свою очередь, приводит к повышенному риску повреждения цепей напряжения, подводимых к устройствам РЗА.

Оперативному персоналу следует знать, что необходимо делать с устройствами РЗА при потере (неисправности) цепей напряжения.

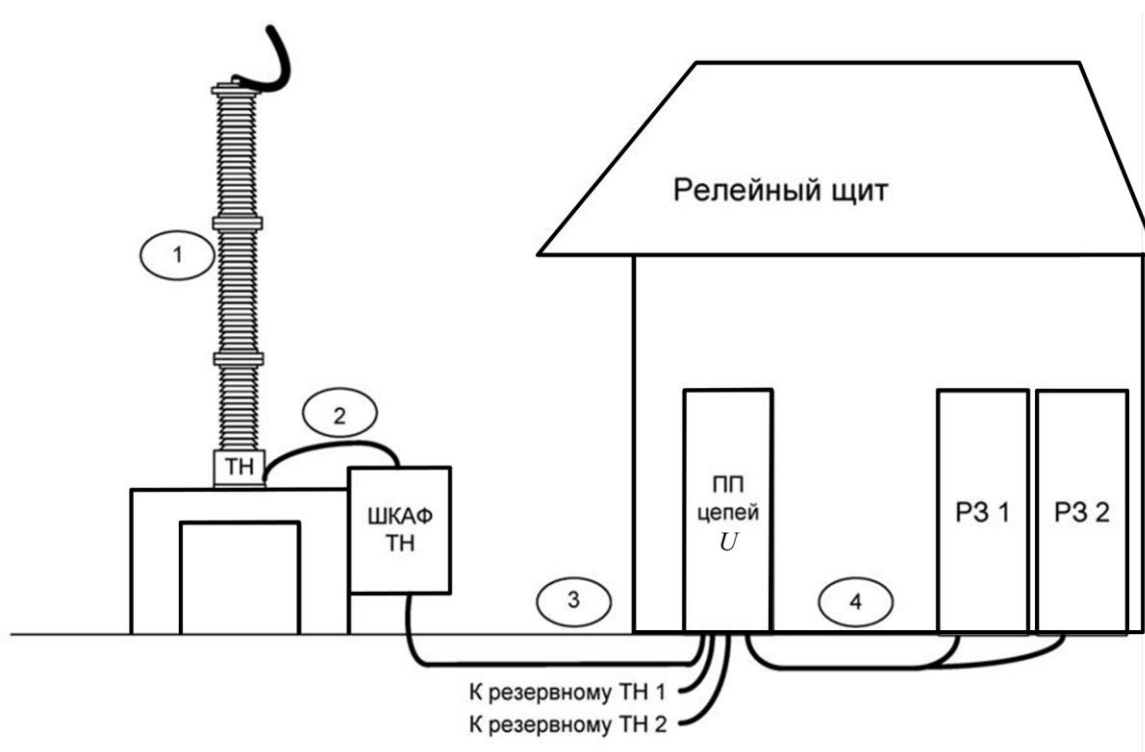


Рис. 10.1. Схема подключения цепей напряжения одного трансформатора напряжения к нескольким к устройствам РЗА

Некоторые устройства РЗА при потере цепей напряжения не работают, другие устройства РЗА могут неправильно сработать при появлении дополнительных факторов. Так, например:

Устройство АПВ с контролем отсутствия напряжения на элементе, на котором установлен ТН, может работать излишне, а устройство АПВ с контролем наличия напряжения или контролем синхронизма при потере цепей напряжения не работает [69].

Максимальная токовая защита с пуском по напряжению при потере цепей напряжения очувствляется и теряет селективность, а в некоторых случаях может сработать от тока нагрузки [69].

Токвая направленная защита, в том числе нулевой последовательности, использует цепи напряжения для формирования направленности реле направления мощности. Защита с разрешающим реле

мощности при исчезновении цепей напряжения не работает, с блокирующим – теряет направленность [69].

Дистанционная защита использует цепи напряжения для формирования комплексной величины сопротивления, необходимой для срабатывания защиты. В микропроцессорных устройствах, как правило, происходит блокировка дистанционной защиты при неисправности цепей напряжения (см. п. 5.2.3.4). Однако, в некоторых устройствах (например, в ранних версиях терминалов ООО «НПП ЭКРА») отсутствует блокировка дистанционной защиты при одновременной неисправности цепей напряжения со стороны обмоток «звезды» и «треугольника» ТН. В этом случае, в условиях пуска блокировки при качаниях дистанционная защита может сработать неселективно [69].

Таким образом, при появлении сигнала о неисправности цепей напряжения оперативный персонал принимает следующие меры к определению повреждения и восстановлению цепей напряжения:

1) определяет, является ли сигнал неисправности цепей напряжения общим для системы (секции) шин или он относится только к конкретной защите (защитам) электрооборудования:

– если сигнал неисправности цепей напряжения поступил только с конкретного шкафа защит электрооборудования, то следует предположить локальный обрыв цепей напряжения. При этом выводятся все защиты данного электрооборудования, которые могут подействовать ложно. Для устранения неисправности вызывают персонал службы РЗА.

– если сигнал неисправности цепей напряжения общий, выводят из работы устройства РЗА всех присоединений, запитанных от данного ТН, которые могут подействовать ложно.

2) осматривают шкаф ТН и при отсутствии видимых признаков повреждения включают автомат цепей напряжения:

– при успешном включении автомата (исчезает сигнал о неисправности цепей напряжения) оперативный персонал объекта ставит в известность вышестоящего диспетчера и с его разрешения вводит выведенные ранее устройства РЗА, сбрасывает сигнализацию устройств РЗА.

– при неуспешном включении автомата оперативный персонал объекта прекращает поиски неисправностей и попытки восстановить питание цепей напряжения и вызывает персонал службы РЗА.

3) определяет и сообщает вышестоящего диспетчеру и руководству службы РЗА перечень технически выведенных и очувствленных устройств РЗА.

При повреждении самого ТН, цепи напряжения присоединений, питающихся нормально от повреждённого ТН, переводятся на оставшийся в работе другой ТН, после чего разбирается схема неисправного ТН с высокой и низкой сторон.

10.3. Обслуживание защит линий электропередачи

Вывод и ввод основных защит линии (ВЧБ, ДФЗ, ДЗЛ), как правило, производится одновременно со всех сторон защищаемой линии электропередачи (ЛЭП) в следующих случаях:

- при выводе защиты в проверку (для технического обслуживания);
- после ложного или излишнего срабатывания;
- при неисправности канала связи защиты;
- при неисправности релейной части любого полуккомплекта защиты (в том числе при исчезновении питания оперативным током шкафа защиты);

Высокочастотные защиты (ВЧБ, ДФЗ) дополнительно выводятся:

- при исчезновении оперативного тока на приемеопередатчике;
- при отклонении тока приема (покоя) от нормы при запущенных или остановленных передатчиках более допустимого;
- при отсутствии тока выхода хотя бы на одном из приемеопередатчиков или отклонении значения тока выхода от нормы;
- при работах на фильтре присоединения;
- при обнаруженных при внешнем осмотре неисправностях конденсаторов связи или заградителей;
- при необходимости заземления нижней обкладки конденсатора связи.

При операциях с крышками испытательных блоков в токовых цепях полуккомплекта основной защиты ЛЭП (например, при переводе линии на обходной выключатель), допускается вывод защиты только на той стороне, где выполняются переключения в токовых цепях. Если операции с токовыми блоками требуют продолжительного времени, основная защита ЛЭП должна быть выведена из действия со всех сторон защищаемой линии [70].

Основная защита ЛЭП может быть выведена на работающей линии при введённых в работу резервных защитах со всех сторон защищаемой линии. При этом:

- при наличии на ЛЭП канала и устройств телеускорения резервных защит, оперативное ускорение резервных защит вводить не требуется;

– при отсутствии канала или устройств телеускорения резервных защит, как правило, вводят оперативное ускорение резервных защит ЛЭП.

В отличие от основных защит ЛЭП, резервные защиты имеют больше ограничений по возможности вывода, так как 2-я, 3-я, 4-я ступени резервных защит защищают не только свою ЛЭП, но и осуществляют резервирование защит и коммутационной аппаратуры смежных присоединений. Вывод резервных защит для технического обслуживания, как правило, допускается при выполнении одного из условий [69]:

- одновременно с выводом линии;
- при переводе линии на обходной выключатель;
- при наличии полноценного второго комплекта резервных защит.

В случае возникновения неисправности, требующей немедленного вывода резервных защит, например, когда задержка в выводе из работы устройства РЗА может привести к его ложному срабатыванию или повреждению, допускается вывод резервной защиты без вывода линии при наличии в работе на данной ЛЭП основной или дублирующей защиты, а также защиты шин (ошиновки) и УРОВ на энергообъекте с противоположной стороны ЛЭП [28, 32].

10.4. Обслуживание защит трансформаторов (автотрансформаторов)

Дифференциальная защита трансформатора (автотрансформатора) должна постоянно находиться в работе и выводится в исключительных случаях: для проверки токовых цепей (фазировки) или при неисправности. При этом:

- при наличии на трансформаторе (автотрансформаторе) цепей взаимного ускорения резервных защит сторон высшего и среднего напряжения, оперативное ускорение резервных защит вводить не требуется;
- при отсутствии на трансформаторе (автотрансформаторе) цепей взаимного ускорения резервных защит сторон высшего и среднего напряжения, как правило, вводят оперативные ускорения резервных защит, направленных в сторону трансформатора (автотрансформатора) с выведенной дифференциальной защитой.

Вывод газовой защиты или перевод отключающего элемента газовой защиты на сигнал на работающем трансформаторе (автотрансформаторе) разрешается только в случае, если включена дифференциальная защита [69].

Вывод резервных защит трансформатора (автотрансформатора) без вывода самого трансформатора (автотрансформатора) нежелателен, так как резервные защиты обеспечивают дальнейшее резервирование защит и коммутационной аппаратуры смежных присоединений.

При автоматическом отключении трансформатора (автотрансформатора) действием защит от внутренних повреждений (газовая, дифференциальная или отсечка) запрещается включать его в работу без проведения осмотра, анализа газа, масла, производства необходимых испытаний и устранения выявленных неисправностей [28].

При автоматическом отключении трансформатора (автотрансформатора) действием резервных защит (защиты от внутренних повреждений не работали) разрешается повторное включение трансформатора (автотрансформатора) без его осмотра, в случае:

- нарушения электроснабжения потребителей;
- появления недопустимой перегрузки оборудования;
- если нет информации о повреждении или нештатной работе коммутационных аппаратов.

10.5. Обслуживание защит шин

При осмотре дифференциальной защиты шин (ДЗШ) и перед производством операций с шинными разъединителями необходимо производить измерение тока небаланса в токовых цепях ДЗШ [69].

ДЗШ выводится в следующих случаях:

– при появлении сигнала о неисправности токовых цепей или повышении тока небаланса, выявленного при ручном контроле. При появлении сигнала о неисправности токовых цепей не разрешается ручным контролем измерять ток небаланса из-за возможного повреждения миллиамперметра [70];

– в случае подключения нового присоединения, токовые цепи которого не подсоединены к схеме ДЗШ или не сфазированы. При этом все переключения ведутся с введенной ДЗШ, а перед включением данного присоединения ДЗШ выводится на время фазировки [70];

– при выводе защиты в проверку (для технического обслуживания).

Вывод ДЗШ, как правило, производится без отключения оборудования. При этом:

– при наличии на энергообъекте комплектов суммарной резервной защиты шин (СРЗШ), действие СРЗШ переводится на отключение

присоединений, отключаемых от ДЗШ с запретом АПВ; оперативные ускорения резервных защит присоединений вводить не требуется;

– при отсутствии на энергообъекте комплектов СРЗШ (или неисправности СРЗШ), могут вводиться оперативные ускорения резервных защит присоединений, направленных в сторону шин с выведенной ДЗШ.

На время вывода ДЗШ не допускаются операции с шинными разъединителями.

При выводе в ремонт присоединения, включённого по токовым цепям в схему ДЗШ, для предотвращения ложного или излишнего действия ДЗШ (например, при производстве сварочных работ или работах в токовых цепях персоналом службы РЗА), как правило, производят следующие действия:

- отключают токовые цепи данного присоединения из схемы ДЗШ;
- выводят действие ДЗШ на отключение и пуск УРОВ выключателя данного присоединения.

Контрольные вопросы

1. Перечислите устройства релейной защиты, которые могут ложно сработать при неисправности цепей переменного напряжения.

2. Опишите действия оперативного персонала при неисправности цепей переменного напряжения.

3. Перечислите случаи, при которых необходимо выводить основные защиты линии электропередачи одновременно со всех сторон защищаемой линии.

4. Опишите действия оперативного персонала при автоматическом отключении трансформатора (автотрансформатора).

5. Опишите действия оперативного персонала при выводе основных защит электрооборудования (линий электропередачи, трансформаторов, автотрансформаторов, шин).

ПРИЛОЖЕНИЕ

СЛОВАРЬ ТЕРМИНОВ И СОКРАЩЕНИЙ

Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП) – группа решений технических и программных средств, предназначенных для автоматизации управления технологическим оборудованием на объектах электроэнергетики.

Основная защита – функция устройства РЗА, предназначенная для срабатывания при повреждениях в пределах всего защищаемого элемента с временем, меньшим, чем у других установленных на этом элементе защит.

Резервная защита – функция устройства РЗА, предназначенная для резервирования действия основных защит при коротком замыкании в пределах зоны действия основной защиты, а также для резервирования в полном или частичном объеме основной и резервной защит смежных присоединений.

К **релейной защите и автоматике (РЗА)** относятся: релейная защита, сетевая автоматика, противоаварийная автоматика, режимная автоматика, регистраторы аварийных событий и процессов, технологическая автоматика объектов электроэнергетики.

Релейная защита (РЗ) – совокупность устройств, предназначенных для автоматического выявления коротких замыканий, замыканий на землю и других недопустимых режимов работы линий электропередачи и оборудования, которые могут привести к их повреждению, отключения повреждённых и ликвидации недопустимых режимов работы линий электропередачи и оборудования с помощью выключателей и других коммутационных аппаратов, подачи команд и (или) сигналов.

Сетевая автоматика (СА) – совокупность устройств, реализующих функции автоматического повторного включения, автоматического ввода резерва, автоматического опережающего деления сети.

Устройство РЗА – техническое устройство (аппарат, терминал, блок, шкаф, панель) и его цепи, реализующее заданные функции РЗА и обслуживаемое оперативно и технически как единое целое.

АВР – автоматический ввод резерва.

АЛАР – автоматика ликвидации асинхронного режима.

АОПН – автоматика ограничения повышения напряжения.

АОСН – автоматика ограничения повышения напряжения.

АПВ – автоматика повторного включения.

АРН – автоматическое регулирование напряжения.

- АУВ** – автоматика управления выключателем.
- АЧР** – автоматическая частотная разгрузка.
- БК** – блокировка при качаниях.
- БНН** – блокировка при неисправности цепей напряжения.
- БТН** – бросок тока намагничивания.
- ВОЛС** – волоконно-оптическая линия связи.
- ВОПТТ** – волоконно-оптический трансформатор тока.
- ВОПТН** – волоконно-оптический трансформатор напряжения.
- ВЧБ** – высокочастотная блокировка.
- ВЧТО** – высокочастотное телеотключение.
- ДЗ** – дистанционная защита.
- ДЗЛ** – дифференциальная защита линии.
- ДЗОШ** – дифференциальная защита ошиновки.
- ДЗТ** – дифференциальная защита трансформатора (автотрансформатора).
- ДЗШ** – дифференциальная защита шин.
- ДФЗ** – дифференциально-фазная защита.
- ЗНФ** – защита от непереключения фаз.
- ЗНФР** – защита от неполнофазного режима.
- ЗП** – защита от перегрузки.
- КЗ** – короткое замыкание.
- КИВ** – контроль изоляции вводов.
- КПК** – кривые предельной кратности.
- ЛЗШ** – логическая защита шин.
- ЛРТ** – линейный регулировочный трансформатор.
- МТЗ** – максимальная токовая защита.
- МФТО** – междуфазная токовая отсечка.
- НВЧЗ** – направленная высокочастотная защита.
- ОМП** – определение места повреждения.
- ПУЭ** – правила устройств электроустановок.
- РАС** – регистратор аварийных событий.
- РКВ** – реле команды «включить» (*КСС*).
- РКО** – реле команды «отключить» (*КСТ*).
- РНМ** – реле направления мощности.
- РПВ** – реле положения «включено» (*КQC*).
- РПО** – реле положения «отключено» (*КQT*).
- РПН** – регулирование под нагрузкой.
- СВ** – секционный выключатель.
- СРЗШ** – суммарная резервная защита шин.

СШ – система шин.

ТЗНП – токовая защита нулевой последовательности.

ТН – трансформатор напряжения.

ТТ – трансформатор тока.

УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя.

ЦПС – цифровая подстанция.

ШСВ – шиносоединительный выключатель.

ЭДС – электродвижущая сила.

ЭМВ – электромагнит включения.

ЭМО – электромагнит отключения.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Шацков Ю.Л. Векторные диаграммы в релейной защите и автоматике / Ю.Л. Шацков, С.В. Каргин. – М.: Энергопрогресс, 2008. – 80 с.
2. Коковин В.Е. Фильтры симметричных составляющих в релейной защите / В.Е. Коковин. – М.: Энергия, 1968. – 88 с.
3. Линт Г.Э. Симметричные составляющие в релейной защите / Г.Э. Линт. – М.: Энергоатомиздат, 1996. – 160 с.
4. Елфимов В.М. Векторные диаграммы в релейной защите / В.М. Елфимов. – М.: Энергия, 1967. – 72 с.
5. Мусаэлян Э.С. Справочник по наладке вторичных цепей электростанций и подстанций / Э.С. Мусаэлян. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 384 с.
6. Шабад М.А. Трансформаторы тока в схемах релейной защиты. Экспериментальная и расчетная проверки. Конспект лекций / М.А. Шабад. – СПб.: ПЭИПК, 2005. – 64 с.
7. Вавин В.Н. Трансформаторы напряжения и их вторичные цепи / В.Н. Вавин. – М.: Энергия, 1977. – 104 с.
8. Чернобровов Н. В. Релейная защита энергетических систем / Н.В. Чернобровов, В. А. Семёнов. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.
9. Гуртовец А.Л. Оптические трансформаторы и преобразователи тока. Принципы работы, устройство, характеристики / А.Л. Гуртовец // Новости электротехники. – 2009. – № 5(59).
10. Ураксеев М.А. Современные измерительные трансформаторы / М.А. Ураксеев, А.Л. Хотеев // Прикаспийский журнал: Управление и высокие технологии. – 2012. – № 3(19).
11. Прохоров А.М. Физика. Большой энциклопедический словарь / А.М. Прохоров. – М.: Большая российская энциклопедия, 1998. – 952 с.
12. Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита / Э.М. Шнеерсон. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 549 с.
13. Шмурьев В.Я. Цифровые реле защиты / В.Я. Шмурьев. – М.: Энергопрогресс, 1999. – 56 с.
14. Оппенгейм А.В. Цифровая обработка сигналов / А.В. Оппенгейм, Р.В. Шафер. – М.: Связь, 1979. – 416 с.
15. Никитин А.А. Цифровая релейная защита. Основы синтеза измерительной части микропроцессорных реле / А.А. Никитин. – Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та, 2014. – 240 с.
16. Беляев А.В. Цифровые терминалы РЗА. Опыт адаптации к российским условиям / А.В. Беляев, В.В. Широков, А.Ю. Емельянец // Новости электротехники. – 2007. – № 1.

17. Шкафы защиты линии и автоматики управления линейным выключателем типов ШЭ2607 011021, ШЭ2607 012021. Руководство по эксплуатации. – НПП «ЭКРА», 2012. – 259 с.

18. Шкафы управления, защиты и автоматики выключателя напряжением 110-220 кВ типов ШЭ2607 019019, ШЭ2607 019. Руководство по эксплуатации. – НПП «ЭКРА», 2012. – 113 с.

19. Подшивалин А.Н. Современная защита и автоматика управления выключателем / А.Н. Подшивалин, С.В. Иванов // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: материалы 3-й международ. науч.-техн. конф. – СПб., 2011. – PS1 – S1-10.

20. Назарычев А.Н. Справочник инженера по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электрических станций и сетей / А.Н. Назарычев, Д.А. Андреев, А.И. Таджикибаев. – М.: Инфра-Инженерия, 2006. – 928 с.

21. ГОСТ 18397-86. Выключатели переменного тока на номинальные напряжения 6-220 кВ для частых коммутационных операций. Общие технические условия.

22. ГОСТ Р 52565-2006. Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия.

23. Беркович М.А. Автоматика энергосистем / М.А. Беркович, В.А. Гладышев, В.А. Семенов. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 240 с.

24. Дорохин Е.Г. Схемы АПВ в электрических сетях: использование емкостного обора напряжения / Е.Г. Дорохин, Т.Н. Дорохина. – М.: НЦ ЭНАС, 2002. – 80 с.

25. Таубес И.Р. Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ) в сетях 110-220 кВ / И.Р. Таубес. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 88 с.

26. Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 6. Устройства резервирования при отказе выключателей 35-500 кВ. – М.-Л.: Энергия, 1966. – 48 с.

27. Шнеерсон Э.М. Дистанционные защиты / Шнеерсон Э.М. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 448 с.

28. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – М., 2003. – 120 с.

29. Арст А.Г. Возможности выполнения защит линий с абсолютной селективностью с использованием МП терминалов типов 7SA522, REL 521, REL 511 / А.Г. Арст, С.Я. Петров // Релейщик. – 2009. – № 2. – С.52–55.

30. Комплекты продольной дифференциальной защиты линий электропередачи типов ДЗЛ-2 УХЛ-4 и ДЗЛ-2 04. Техническое описание и руководство по эксплуатации. – 19 с.

31. Циглер Г. Цифровая дифференциальная защита. Принципы и область применения / Г. Циглер. – М.: Знак, 2008. – 273 с.
32. Правила устройств электроустановок. – М., 2003. – 359 с.
33. Типовые технические решения по релейной защите и автоматике линий 10-750 кВ. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». – М., 2010. – 198 с.
34. Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 10. Высокочастотная блокировка дистанционной и токовой направленной нулевой последовательности защит линий 110–220 кВ. – М.: Энергия, 1975. – 76 с.
35. Гельфанд Я.С. Панель высокочастотной направленной защиты ПДЭ 2802 / Я.С. Гельфанд, Н.А. Дони, А.И. Левиуш. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 128 с.
36. Овчаренко Н.И. Микропроцессорная релейная защита и автоматика линий электропередачи ВН и СВН. Часть 1 / Н.И. Овчаренко. – М.: Энергопрогресс, 2007. – 52 с.
37. Шкаф основной высокочастотной защиты линии типа ШЭ2607 031. Руководство по эксплуатации. – НПП «ЭКРА», 2012. – 163 с.
38. Дифференциально-фазная защита линии. История развития // Релейная защита и автоматизация. – 2013. – № 2. – С. 16–20.
39. О предельных длинах ВЛ, защищаемых дифференциально-фазными защитами без устройств компенсации ёмкостных токов / Н.А. Дони, А.И. Левиуш, Е.В. Тонких, В.Т. Ужегов // Электрические станции. – 2003. – № 2. – С. 34–36.
40. Пуляев В.И. Использование дифференциально-фазных защит в сетях различных классов напряжения / В.И. Пуляев, Ю.В. Усачев, А.И. Левиуш // Новое в российской электроэнергетике. – 2002. – № 11. – С. 34–38.
41. Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 9. Дифференциально-фазная высокочастотная защита линий 110–330 кВ. – М.: Энергия, 1972. – 114 с.
42. Шкаф основной высокочастотной защиты линии типа ШЭ2607 081. Руководство по эксплуатации. – НПП «ЭКРА», 2012. – 190 с.
43. Шкаф дифференциально-фазной защиты линии и устройства однофазного автоматического повторного включения типа ШЭ2710 582. Руководство по эксплуатации. – НПП «ЭКРА», 2012. – 199 с.
44. Дони А.Н. Особенности выполнения микропроцессорной ДФЗ ВЛ 110-750 кВ / А.Н. Дони, Н.А. Дони, А.И. Левиуш // Релейщик. – 2008. – № 1. – С. 32–33.

45. Будаев М.И. Высокочастотные защиты линий 110-220 кВ / М.И. Будаев. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 112 с.

46. Шкарин Ю.П. Высокочастотные тракты каналов связи по линиям электропередачи / Ю.П. Шкарин. – М.: Энергопрогресс, 2001. – 72 с.

47. Дони А.Н. Особенности продольной дифференциальной защиты линии с цифровыми каналами связи между полуккомплектами / А.Н. Дони, Н.А. Дони // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: материалы международ. науч.-техн. конф. – М., 2009. – С. 192–197.

48. Шкаф дифференциальной защиты линии с комплектом ступенчатых защит типа ШЭ2607 091. Руководство по эксплуатации. – НПП «ЭКРА», 2012. – 193 с.

49. Рекомендации по выбору уставок продольной дифференциальной защиты линии электропередачи типа ШЭ2607 091-093. – НПП «ЭКРА», 2008. – 16 с.

50. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования производства ООО НПП «ЭКРА». Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». – М., 2011. – 216 с.

51. Шкаф защиты трансформатора типа ШЭ2607 041 (ШЭ2607 041041). Руководство по эксплуатации. – НПП «ЭКРА», 2012. – 105 с.

52. Инструкция по эксплуатации газовой защиты. – М.: ОРГРЭС, 2001. – 38 с.

53. Шкафы защиты ошиновки типов ШЭ2607 051051, ШЭ2607 051. Руководство по эксплуатации. – НПП «ЭКРА», 2012. – 83 с.

54. Шкаф защиты автотрансформатора типа ШЭ2607 042. Руководство по эксплуатации. – НПП «ЭКРА», 2012. – 116 с.

55. Шкаф защиты автотрансформатора типа ШЭ2607 042043. Руководство по эксплуатации. – НПП «ЭКРА», 2012. – 133 с.

56. Устройство контроля изоляции «Орион-КИ». Руководство по эксплуатации, паспорт. – ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2009. – 12 с.

57. Шкаф резервной защиты автотрансформатора 110-220 кВ типа ШЭ2607 072. Руководство по эксплуатации. – НПП «ЭКРА», 2012. – 93 с.

58. Шкаф резервной защиты трансформатора (автотрансформатора) 110-220 кВ и автоматики управления выключателями типа ШЭ2607 071. Руководство по эксплуатации. – НПП «ЭКРА», 2012. – 113 с.

59. Вавин В.Н. Релейная защита блоков турбогенератор-трансформатор / В.Н. Вавин. – М.: Энергоиздат, 1982. – 256 с.

60. Цифровые защиты генераторов, трансформаторов и блоков генератор-трансформатор электростанций. Техническое описание. – НПП «ЭКРА», 2009. – 58 с.

61. Шуин В.А. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6-10 кВ / В.А. Шуин, А.В. Гусенков – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2001. – 104 с.

62. Защита от однофазных замыканий на землю в обмотке статора генератора, работающего на сборные шины (с наложением 25 Гц), In(F25). Техническое описание. – НПП «ЭКРА», 2011. – 12 с.

63. Защита ротора от замыкания на землю, $Re<(VD)$. Техническое описание. – НПП «ЭКРА», 2011. – 10 с.

64. Таубес И.Р. Дифференциальная защита шин 110-220 кВ / И.Р. Таубес. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 96 с.

65. Шкаф защиты сборных шин напряжением 110-220 кВ типа ШЭ2607 061. Руководство по эксплуатации. – НПП «ЭКРА», 2012. – 116 с.

66. Цифровая подстанция. Подходы к реализации / Т.Г. Горелик, А.В. Данилин, Н.А. Дони, О.В. Кириенко // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2012. – № 3. – С. 96–100.

67. Основные положения концепции интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью. – ОАО «НТЦ электроэнергетики», 2011. – 51 с.

68. Инструкция для оперативного персонала по обслуживанию устройств релейной защиты и электроавтоматики энергетических систем». – Филиал ОАО «Инженерный центр ЕЭС» – «Фирма ОРГРЭС», 2005. – 32 с.

69. Дорохин Е.Г. Основы эксплуатации релейной защиты и автоматики. Книга вторая. Оперативное обслуживание устройств РЗА и вторичных цепей / Е.Г. Дорохин. – Краснодар: Совет. Кубань, 2012. – 432 с.

70. Елецкий К.В. Релейная защита энергосистем для оперативного персонала / К.В. Елецкий. – СПб.: НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2005. – 36 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	3
1. Векторные диаграммы в релейной защите	7
1.1. Основные понятия	7
1.2. Метод симметричных составляющих	11
1.3. Векторные диаграммы нагрузочных режимов	17
1.4. Векторные диаграммы аварийных режимов	20
1.5. Векторные диаграммы при трансформации токов короткого замыкания	24
2. Измерительные трансформаторы	30
2.1. Назначение измерительных трансформаторов	30
2.2. Трансформаторы тока и их погрешности	30
2.3. Опасность размыкания вторичной обмотки трансформатора тока	36
2.4. Требования к точности трансформаторов тока в цепях релейной защиты	37
2.5. Расчетная проверка электромагнитных трансформаторов тока на десятипроцентную полную погрешность	38
2.6. Обозначение выводов обмоток трансформаторов тока	41
2.7. Схемы соединения трансформаторов тока	42
2.8. Трансформаторы напряжения и их погрешности	47
2.9. Требования к точности трансформаторов напряжения	54
2.10. Схемы соединения трансформаторов напряжения	58
2.11. Потенциальные диаграммы трансформаторов напряжения	61
2.12. Волоконно-оптические трансформаторы	63
2.12.1. Волоконно-оптические трансформаторы тока	64
2.12.1.1. Преимущество волоконно-оптических трансформаторов тока	64
2.12.1.2. Принцип работы волоконно-оптических трансформаторов тока	65
2.12.1.3. Конструкция волоконно-оптических трансформаторов тока	68
2.12.2. Волоконно-оптические трансформаторы напряжения	69
3. Основные элементы цифровой релейной защиты	73
3.1. Основные понятия	73
3.2. Структура цифровой релейной защиты	74
3.3. Логические элементы цифровой релейной защиты	81
3.4. Цифровые измерительные органы релейной защиты	85

3.4.1. Аналогово-цифровые преобразователи.	87
3.4.2. Алгоритмы цифрового преобразования сигналов релейной защиты.	94
3.4.3. Программные фильтры симметричных составляющих.	99
3.5. Контроль за исправностью цифровых защит.	101
3.6. Программируемая логика.	103
4. Микропроцессорная автоматика управления выключателем	107
4.1. Основные понятия.	107
4.2. Цепи управления выключателя.	108
4.2.1. Узел включения выключателя.	109
4.2.2. Узел отключения выключателя.	109
4.3. Функции диагностики высоковольтных выключателей.	110
4.3.1. Контроль цепей управления выключателя.	110
4.3.2. Функции блокирования управления выключателем.	113
4.3.3. Диагностика затягивания отключения и включения выключателя.	113
4.3.4. Оценка коммутационного и механического ресурса выключателя.	114
4.3.5. Защиты от непереключения фаз выключателя и неполнофазного режима.	115
4.4. Автоматическое повторное включение.	116
4.4.1. Классификация устройств автоматического повторного включения. Основные требования к схемам автоматического повторного включения.	118
4.4.2. Трехфазное автоматическое повторное включение микропроцессорного терминала типа БЭ2704 011.	121
4.5. Устройство резервирования отказа выключателя.	128
5. Микропроцессорные защиты линий электропередачи.	131
5.1. Основные понятия.	131
5.2. Резервные защиты линий электропередачи.	131
5.2.1. Токовая отсечка.	132
5.2.2. Максимальная токовая защита.	133
5.2.3. Дистанционная защита.	141
5.2.3.1. Дистанционный орган.	143
5.2.3.2. Характеристика срабатывания дистанционного органа.	148
5.2.3.3. Устройство блокировки дистанционной защиты при качаниях.	150
5.2.3.4. Блокировка дистанционной защиты при неисправности цепей напряжения.	154

5.2.4. Токовая направленная защита нулевой последовательности.	156
5.2.5. Ускорение резервных защит.	159
5.3. Основные защиты линий электропередачи.	161
5.3.1. Требования по установке основных защит линий электропередачи.	162
5.3.2. Высокочастотная блокировка.	163
5.3.2.1. Высокочастотная блокировка на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2704 031.	167
5.3.3. Дифференциально-фазная защита.	174
5.3.3.1. Дифференциально-фазная защита на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2704 081.	180
5.3.4. Дифференциальная защита линии с цифровым каналом связи	184
5.3.4.1. Дифференциальная защита линии на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2704 091.	189
6. Микропроцессорные защиты трансформатора (автотрансформатора)	199
6.1. Основные понятия.	199
6.2. Основные защиты трансформатора (автотрансформатора)	203
6.2.1. Дифференциальная защита трансформатора (автотрансформатора)	203
6.2.2. Газовая защита трансформатора (автотрансформатора), устройства РПН.	205
6.2.3. Дифференциальная защита ошиновки трансформатора (автотрансформатора)	207
6.2.4. Основные защиты трансформатора (автотрансформатора) на базе микропроцессорных шкафов типа ШЭ2607 041, ШЭ2607 042 (042043)	209
6.3. Резервные защиты трансформатора (автотрансформатора)	217
6.3.1. Резервные защиты автотрансформатора на базе микропроцессорных шкафов типа ШЭ2607 072 (071)	218
6.3.2. Резервные защиты автотрансформатора на базе микропроцессорных шкафов типа ШЭ2607 042 (042043)	222
7. Микропроцессорные защиты генератора.	225
7.1. Основные понятия.	225
7.2. Ненормальные и аварийные режимы работы генератора.	225
7.3. Продольная дифференциальная защита генератора.	228
7.4. Поперечная дифференциальная защита генератора.	232
7.5. Защита от замыканий на землю в обмотке статора.	235
7.5.1. Защиты от замыканий на землю статора генератора, работающего на сборные шины.	236

7.5.2. Защиты от замыканий на землю статора генератора, работающего в блоке генератор-трансформатор.	242
7.6. Защита от замыканий на землю в цепи обмотки ротора генератора.	248
7.7. Защита от внешних симметричных коротких замыканий	251
7.8. Токовая защита обратной последовательности.	252
7.9. Защиты от перегрузки обмоток статора и ротора.	254
7.10. Защита от повышения напряжения.	254
7.11. Защита от потери возбуждения.	255
7.12. Защита обратной мощности.	258
8. Микропроцессорные защиты шин.	260
8.1. Основные понятия.	260
8.2. Дифференциальная защита шин.	261
8.2.1. Дифференциальная защита шин на базе микропроцессорного шкафа типа ШЭ2607 061.	263
8.3. Суммарная резервная защита шин.	282
8.3.1. Суммарная резервная защита шин на базе микропроцессорного шкафа типа ШЭ2607 011021.	282
9. Особенности организации цифровых подстанций.	285
9.1. Основные понятия.	285
9.2. Структура цифровой подстанции.	286
9.3. Ключевые элементы цифровой подстанции.	288
10. Оперативное обслуживание цифровых устройств релейной защиты.	291
10.1. Основные понятия.	291
10.2. Обслуживание вторичных цепей трансформатора напряжения	291
10.3. Обслуживание защит линий электропередачи.	294
10.4. Обслуживание защит трансформаторов (автотрансформаторов) .	295
10.5. Обслуживание защит шин.	296
Приложение. Словарь терминов и сокращений.	298
Библиографический список.	301

Учебное издание

**Кузьмин Игорь Леонидович,
Иванов Игорь Юрьевич,
Писковацкий Юрий Валерьевич**

МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ УСТРОЙСТВА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Учебное пособие

Кафедра релейной защиты и автоматизации
электроэнергетических систем КГЭУ

Редактор редакционно-издательского отдела *К.В. Аршинова*
Компьютерная верстка *Ю.Ф. Мухаметшина*

Подписано в печать 21.08.15

Формат 60×84/16. Бумага ВХИ. Гарнитура «Times». Вид печати РОМ.

Усл. печ. л. 18,01. Уч.-изд. л. 20,00. Тираж 500 экз. Заказ № 18/эл.

Редакционно-издательский отдел КГЭУ,
420066, Казань, Красносельская, 51