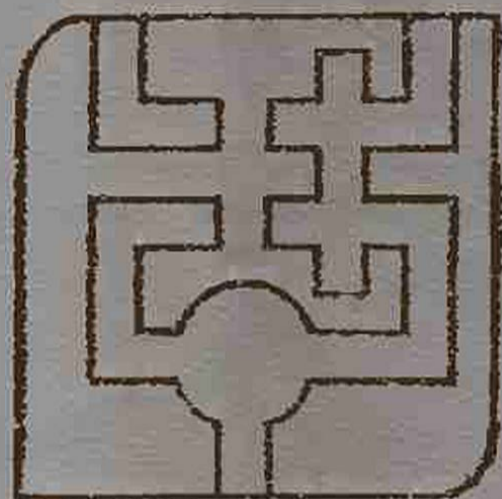


М. А. Беркович

В. В. Молчанов

В. А. Семенов



ОСНОВЫ техники релейной защиты



М. А. Беркович

В. В. Молчанов

В. А. Семенов

ОСНОВЫ техники релейной защиты

Издание шестое, переработанное
и дополненное



МОСКВА ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ 1984

ББК 31.27-05
Б48
УДК 621.316.025

Рецензент А. И. Савостьянов

Создание новых линий электропередачи высокого и сверхвысокого напряжения, электростанций с агрегатами большой мощности, развитие основных и распределительных сетей — все это чрезвычайно усложнило управление энергосистемами в аварийных режимах. Основным звеном противоаварийного управления является релейная защита, обеспечивающая быстрое определение и отключение поврежденных элементов. Устройства релейной защиты постоянно совершенствуются на базе новых технических средств.

По сравнению с пятым изданием, вышедшим в свет тринадцать лет назад, книга подверглась существенной переработке, в ней приведены сведения о новой аппаратуре и новых схемах релейной защиты, разработанных и внедренных в энергосистемах: о максимальной токовой защите с магнитными трансформаторами тока, высокочувствительной дифференциальной защите трансформаторов и автотрансформаторов, новых типах защит генераторов и т. д.

Приведены общие сведения о сложных защитах линий электропередачи: продольно-дифференциальной и высокочастотной дифференциально-фазной. Существенно переработаны главы, посвященные защите генераторов, шин, линий с ответвлениями без выключателей на стороне высшего напряжения, трансформаторов. Введена новая глава о резервировании отказов релейной защиты и выключателей.

В связи с расширением материала, осаещающего новые устройства и схемы релейной защиты, а также наличием большого числа справочных и конструктивных материалов из книги исключены главы, посвященные наладке и проверке релейной защиты, а также глава об управлении выключателями.

Авторы выражают благодарность рецензенту книги А. И. Савостьянову за ряд ценных замечаний, а также редактору Б. В. Опцинникову.

Все замечания и пожелания авторы просят направлять по адресу: 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10, Энергоатомиздат.

Авторы

Беркович М. А. и др.

Б48 Основы техники релейной защиты / М. А. Беркович, В. В. Молчанов, В. А. Семенов. — 6-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1984. — 376 с., ил.

В пер.: 1 р. 60 к. 30 000 экз.

Изложены основы техники релейной защиты элементов энергосистем — линий электропередачи, трансформаторов, генераторов, электродвигателей. Пятое издание вышло в 1972 г. Шестое издание дополнено описанием ряда новых защит, рассмотрены разделы, посвященные вопросам эксплуатации. Для работников энергосистем, а также для студентов вузов и техникумов.

ББК 31.27-05

6112.11

252204000-502 131-84
Б 651(01) 84

В.1. НАЗНАЧЕНИЕ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Электрические машины и аппараты, линии электропередач и другие части электрических установок и электрических сетей постоянно находятся под напряжением и обтекаются током, вызывающим их нагрев. Поэтому в процессе эксплуатации могут возникать повреждения, приводящие к коротким замыканиям (КЗ).

Короткие замыкания возникают из-за пробоя или нерысканной изоляции, обрывов проводов, ошибочных действий персонала (включения под напряжение заземленного оборудования, отключения разъединителей под нагрузкой) и других причин.

В большинстве случаев в месте КЗ возникает электрическая дуга с высокой температурой, приводящая к разрушениям токоведущих частей, изоляторов и электрических аппаратов. При КЗ к месту повреждения подходят большие токи (токи КЗ), измеряемые тысячами ампер, которые перегревают неповрежденные токоведущие части и могут вызвать дополнительные повреждения, т.е. развитие аварии. Одновременно в сети, электрически связанной с местом повреждения, происходит глубокое понижение напряжения, что может привести к остановке электродвигателей и нарушению параллельной работы генераторов.

В большинстве случаев развитие аварии может быть предотвращено быстрым отключением поврежденного участка электрической установки или сети при помощи специальных автоматических устройств, получивших название релейной защиты, которые действуют на отключение выключателей.

При отключении выключателей поврежденного элемента гаснет электрическая дуга в месте КЗ, прекращается прохождение тока КЗ и восстанавливается нормальное напряжение на неповрежденной части электрической установки или сети. Благодаря этому сокращаются размеры или даже совсем предотвращаются повреждения оборудования на котором возникло КЗ, а также восстанавливается нормальная работа неповрежденного оборудования.

Таким образом, основным назначением релейной защиты является выявление места возникновения КЗ и быстрое автоматическое отключение выключателей поврежденного оборудования или участка сети от остальной неповрежденной части электрической установки или сети.

Кроме повреждений электрического оборудования, могут возникать также нарушения нормальных режимов работы, как перегрузка, замыкание на землю одной фазы в сети с изолированными

нейтралью, выделение газа в результате разложения масла в трансформаторе или понижении уровня масла в его расширителе и др.

В указанных случаях нет необходимости немедленного отключения оборудования, так как эти явления не представляют непосредственной опасности для оборудования и могут самоустраниться. Поэтому при нарушении нормального режима работы на подстанции с постоянным обслуживающим персоналом, как правило, достаточно дать предупредительный сигнал персоналу подстанции. На подстанциях без постоянного обслуживающего персонала и в отдельных случаях на подстанциях с постоянным обслуживающим персоналом производится отключение оборудования, но обязательно с выдержкой времени (см. § 6.1).

Таким образом, вторым назначением релейной защиты является выявление нарушений нормальных режимов работы оборудования и подача предупредительных сигналов обслуживающему персоналу или отключение оборудования с выдержкой времени.

В.2. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЕ

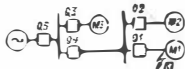
К релейной защите предъявляются основные требования:

1. Быстродействие. Как уже указывалось, быстрое отключение поврежденного оборудования или участка электрической установки предотвращает или уменьшает размеры повреждений, сохраняет нормальную работу потребителей неповрежденной части установки, предотвращает нарушение параллельной работы генераторов. Поэтому для обеспечения надежной работы генераторы, трансформаторы, линии электропередачи и все другие части электрической установки или электрической сети должны оснащаться быстродействующей релейной защитой. Современные устройства быстродействующей релейной защиты имеют время действия 0,02—0,1 с.
2. Селективность или избирательность. Селективностью называется способность релейной защиты выявлять место повреждения и отключать его только ближайшим к нему выключателем.

Так, при КЗ в точке К1 (рис. В.1) для гарантированной ликвидации аварии должна подействовать защита только на выключателе Q1 и отключить этот выключатель. При этом остальная неповрежденная часть электрической установки останется в работе. Такое избирательное действие защиты называется селективным.

Если же при КЗ в точке К1 раньше защиты выключателя Q1 или одновременно с ней подействует защита выключателя Q4 и

Рис. В.1. Схема электроустановки с обеспечением принципа селективности релейной защиты



отключит этот выключатель, то ликвидация аварии будет неправильной, так как, кроме поврежденного электродвигателя М1, останется без напряжения неповрежденный электродвигатель М2. Такое действие защиты называется неселективным.

Из рис. В.1 видно, что если при КЗ в точке К1 подает действие неправильно защита выключателя Q5 и отключит этот выключатель, то последствия такого деселективного действия будут еще более тяжелыми, так как без напряжения останутся оба неповрежденных электродвигателя М2 и М3.

Рассмотренный пример показывает, какое важное значение имеет выполнение требования селективности для обеспечения правильной ликвидации аварий.

В ряде случаев одновременное выполнение требований селективности и быстрейшего действия вызывает серьезные трудности и требует существенного усложнения защиты. В таких случаях в первую очередь обеспечивается выполнение того из требований, которое в данных конкретных условиях является определяющим.

3. Чувствительность. Защита должна обладать такой чувствительностью к тем видам повреждений и нарушениям нормального режима работы в данной электрической установке или электрической сети, на которые она рассчитана, чтобы было обеспечено ее действие в месте возникновения повреждения, чем сокращаются размеры повреждения оборудования в месте КЗ.

Чувствительность защиты должна обеспечивать ее действие при повреждениях на смежных участках. Так, например, если при повреждении в точке К1 (рис. В.1) по какой-либо причине не отключится выключатель Q1, то должна действовать защита следующего к источнику питания выключателя Q4 и отключить этот выключатель. Такое действие защиты называется дальше резервированием смежного или следующего участка.

4. Надежность. Требование надежности состоит в том, что защита должна правильно и безотказно действовать на отключение выключателей оборудования при всех его повреждениях и нарушениях нормального режима работы. Для действия при которых она предназначена, и не действовать в нормальных условиях, а также при таких повреждениях и нарушениях нормального режима работы, при которых действие данной защиты не предусмотрено и должна действовать другая защита. Требование надежности обеспечивается совершенством принципов защиты и конструкцией аппаратуры, добротностью деталей, простотой выполнения, а также уровнем эксплуатации.

В.3. ИЗОБРАЖЕНИЕ СХЕМ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ НА ЧЕРТЕЖАХ

Условные обозначения. Для изображения на чертежах схем релейной защиты применяются специальные условные обозначения электрических машин, аппаратов, реле, приборов и др. Услов-

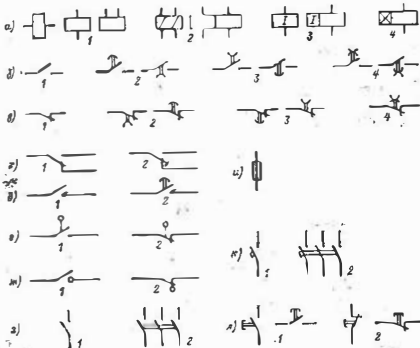


Рис. В.2. Примеры условных графических обозначений элементов схем релейной защиты:

а — выключатель реле, контакторы: 1 — однофазный; 2 — двухфазный; 3 — реле тока; 4 — реле времени с задержкой на срабатывание; б — контакты реле замыкающие: 1 — без замкнутой на замыкание и размыкающие; 2 — контакты реле замыкающие; 3 — с замкнутой на замыкание и размыкающие; 4 — контакты реле замыкающие; 5 — без замкнутой на замыкание и размыкающие; 6 — контакты реле замыкающие; 7 — с замкнутой на замыкание и размыкающие; 8 — контакты реле замыкающие; в — реле времени с задержкой на срабатывание; г — реле времени с задержкой на срабатывание; д — реле времени с задержкой на срабатывание; е — реле времени с задержкой на срабатывание; ж — реле времени с задержкой на срабатывание; з — реле времени с задержкой на срабатывание; 1 — однофазный; 2 — трехфазный; 1 — контакты; 2 — замыкающие; 2 — размыкающие.

ные обозначения периодически пересматриваются и вводятся для обязательного применения государственным стандартом (ГОСТ).

В книгах и другой технической литературе, изданной в разное время, встречаются разные условные изображения одних и тех же элементов схемы. Аппараты изображаются на схемах, как правило, в положениях, соответствующих отсутствию напряжения во всех цепях. Однако для схем релейной защиты допускается изображение контактов реле в рабочем положении готовности к действию. Основные условные обозначения приведены на рис. В.2.

Изображение схем релейной защиты на чертежах. В зависимости от назначения применяются три основных вида схем релейной защиты: принципиальные, монтажные и структурные.

Принципиальные схе. релейной защиты и цепей управления выключателями выполняются по отдельным цепям: тока, напряжения, оперативного тока, сигнализации и т. д. В этих схемах реле и другие аппараты изображаются в расчлененном виде, т. е. обмотки реле изображаются в одной части схемы, контакты — в другой и т. д. Схемы внутренних соединений реле, их зажимы и источники оперативного тока на принципиальных схемах не показываются. Сложные схемы поясняются надписями, указывающими назначение отдельных цепей.

Монтажные схемы представляют собой рабочие чертежи, по которым производится монтаж панелей релейной защиты, автоматики, управления, сигнализации и др. На монтажных схемах реле, приборы, зажимы и соединяющие их провода расценожаются, как на панели, и маркируются. Монтажные схемы, в которых отражены все фактические соединения, выполняемые при монтаже и наладке, называются исполнительными.

Структурные схемы применяются для изображения общей структуры устройств релейной защиты и автоматики без выделения отдельных реле в других аппаратах. Они изображаются так с помощью приведенных выше условных обозначений, а в виде цепей узлов или органов устройства и взаимных связей между ними. Узлы и органы обычно изображаются прямоугольниками, в которые помещаются надписи или условные надписи, поясняющие назначение данного узла или органа. Для изображения структурных схем используются также условные обозначения логических элементов (см. ниже).

В.4. ОСНОВНЫЕ ОРГАНЫ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Релейная защита состоит, как правило, из пусковых органов и логической части.

Пусковые органы, которые в различных источниках называют главными, контролирующим, измерительным, реагирующим, выключательным П—З), непосредственно и непрерывно контролируют состояние и режим работы защищаемого оборудования и реагируют на возникновение КЗ и нарушения нормального режима работы. Пусковые органы выполняются с помощью реле тока, напряжения, мощности и др.

Логическая часть представляет собой схему, которая запускается пусковыми органами и, сопоставляя последовательность и продолжительность их действия, производит отключение выключателей мгновенно или с выдержкой времени, запускает другие устройства, подает сигналы и производит прочие предусмотренные действия. Логическая часть состоит в основном из реле времени, промежуточных и указательных реле. В отдельных случаях пусковые органы и логическая часть могут выполняться конструктивно как одно целое. При выполнении структурных схем релейной защиты ее логическую часть принято изображать с помощью так называемых логических элементов [1—4]. К основным логическим элементам относятся элементы НЕ, И, ИЛИ.

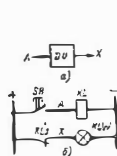


Рис. В.3. Логический элемент НЕ:
а — условное изображение;
б — поясняющая схема

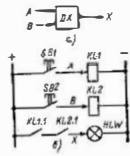


Рис. В.4. Логический элемент И:
а — условное изображение;
б — поясняющая схема

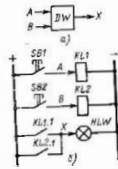


Рис. В.5. Логический элемент ИЛИ:
а — условное изображение;
б — поясняющая схема

Логический элемент НЕ (DU) предназначен для выполнения операции отрицания. Он характеризуется тем, что при отсутствии на его входе сигнала А (рис. В.3, а) сигнал на выходе X имеется и, наоборот, при появлении сигнала А сигнал X исчезает.

Одним из примеров элемента НЕ (DU) является промежуточное реле KL с размыкающим контактом (рис. В.3, б). Входом этого элемента является обмотка реле, а выходом — его контакт. Сигналом А является плюс оперативного тока, который подводится через кнопку управления SB к обмотке реле KL, а сигналом X — плюс оперативного тока, который подается через контакт KL.1 на лампу HLW. Когда кнопка разомкнута, сигнал А отсутствует, а сигнал X имеется, и лампа HLW горит. При нажатии кнопки появляется сигнал А, реле KL срабатывает и, размыкая контакт KL.1, снимает сигнал X, вследствие чего лампа HLW гаснет.

Логический элемент И (DX) (рис. В.4) дает на выходе сигнал X только при наличии на входе одновременно всех предусмотренных сигналов, например А и В, как показано на рис. В.4, а. Одним из способов осуществления элемента И (DX) является последовательное соединение контактов реле. Как видно из схемы на рис. В.4, б, сигнал X на выходе схемы возникает только в том случае, если сработают и замкнут контакты реле KL1 и KL2, а для этого необходимо одновременное наличие сигналов А и В.

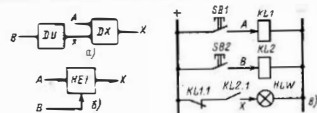


Рис. В.6. Операция запрета действия с помощью логических элементов НЕ и И:
а и б — условные изображения; в — поясняющая схема



Рис. В.7. Условное изображение элемента времени

Логический элемент ИЛИ (DW) (рис. В.5, а) дает на выходе сигнал X при наличии на входе любого сигнала: A или B или обоих сигналов одновременно. Примером осуществления элемента ИЛИ (DW) является параллельное соединение контактов реле. Как видно из схемы на рис. В.5, б, сигнал X появляется при срабатывании одного любого или обоих реле.

С помощью рассмотренных логических элементов могут быть выполнены практически все необходимые логические операции. В частности, сочетание элементов НЕ (DU) и И (DX) обеспечивает операцию запрета действия. Из рис. В.6 видно, что сигнал на выходе схемы X появляется только в том случае, если имеется сигнал B и отсутствует сигнал A . При наличии запрещающего сигнала A сигнал x на выходе элемента НЕ (DU) отсутствует, а следовательно, отсутствует и общий сигнал X на выходе элемента И. На рис. В.6, в показан пример осуществления операции запрета с помощью промежуточного реле, а на рис. В.6, б — применяемое изображение этой операции в виде одного элемента, который при этом называют элементом НЕТ или ЗАПРЕТ.

Кроме рассмотренных логических элементов логическая часть большинства устройств релейной защиты включает в себя элементы времени. Изображение элемента времени на структурных схемах показано на рис. В.7. Сигнал на выходе этого элемента X появляется по истечении заданной отрезка времени после появления сигнала A на входе элемента.

Глава первая

ВЕКТОРНЫЕ ДИАГРАММЫ. КОРОТКИЕ ЗАМЫКАНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

1.1. НЕКОТОРЫЕ СВЕДЕНИЯ О ЦЕПЯХ ПОСТОЯННОГО ТОКА

Изучая релейную защиту, приходится рассматривать электрические схемы, состоящие из разных элементов (резисторов, конденсаторов, катушек индуктивности, трансформаторов), сопоставлять токи в ветвях и напряжения в узлах схемы, складывать и вычитать их. Для того, чтобы представлять процессы, происходящие в схемах релейной защиты, и давать им объективную оценку, необходимо пользоваться законами электротехники и некоторыми дополнительными правилами, установленными в практике проектирования и эксплуатации релейной защиты. При расчете и анализе электрических цепей важное значение имеет правильный учет знаков (направлений) токов, проходящих в ветвях схемы, направлений в узлах и направлений к или от ЭДС.

Прежде чем перейти к цепям переменного тока, рассмотрим схемы постоянного тока, характеризующиеся более простыми соотношениями. На рис. 1.1, а показана цепь, состоящая из последовательно включенных сопротивлений R_1 и R_2 , с которыми соединены ЭДС E . К любому ЭДС подключим вольтметр V_1 . Вольтметр покажет положительное напряжение. Положительное направление ЭДС обозначено стрелкой (стрелка направлена к положительному зажиму источника ЭДС).

Заданная условно положительная направление тока в цепи и обозначим его стрелкой. За положительное направление тока во внутренней цепи принято, как обычно, направление от положительного полюса ЭДС к отрицательному (положительный будет и показание амперметра, включенного, как показано на рис. 1.1, а). Следует заметить, что положительное направление тока может быть задано произвольно, а направление направлением от положительного полюса ЭДС к отрицательному, тем более что в сложных схемах во избежание расчёта нельзя представить, как будут направлены токи в отдельных ветвях.

Для цепи, изображенной на рис. 1.1, а, можно записать уравнение по второму закону Кирхгофа, согласно которому ЭДС или сумма ЭДС, приходящих в замкнутую контуру, равна сумме падений напряжений на сопротивлениях этой цепи

$$E - IR_1 = IR_2 \quad (1.1)$$

Поскольку положительное направление ЭДС в том же рис. 1.1 совпадает, элемент, входящий в левую и правую части уравнения, имеет одинаковый знак. Ток, проходящий в цепи, равен:

$$I = \frac{E}{R_1 + R_2} \quad (1.2)$$

При измерении напряжения на зажимах сопротивления R_2 вольтметр V_2 можно подключить двумя способами, как показано на рис. 1.1, а и б. Будем говорить, что в первом случае вольтметр измерит напряжение U_{ab} (положительный эл.им. подключен к точке а), а во втором — U_{ba} (положительный эл.им. подключен к точке б). В первом случае замер будет положительным, а во втором — отрицательным.

Таким образом, порядок расположения индексов a и b соответствует условному положительному направлению напряжения, принятому для направления условно положительного направления для направления, определенное выше после логического индексов, может быть также обозначено стрелкой. В электротехнике принято за положительное направление напряжений принимать направление, показанное на рис. 1.1, а — стрелка направлена в сторону отрицательного зажима (в отличие от ЭДС).

Для второго закона Кирхгофа можно написать другое выражение, согласно рис. 1.1, а:

$$E = U_1 - U_2 = 0. \quad (1.5)$$

Из последнего уравнения можно определить напряжение в любой точке рассматриваемой цепи. Так, например,

$$U_2 = U_{ab} = E - U_1.$$

или

$$U_2 = U_{ab} = E - IR_1. \quad (1.6)$$

Рассмотрим еще одну схему, приведенную на рис. 1.2, в которой имеются три сопротивления и действуют две ЭДС. Положительные направления ЭДС и токов во всех ветвях схемы заданы стрелками. Запишем уравнение во втором узле Кирхгофа, обходя контур *abcda* в *смысле*:

$$E_1 - E_2 = I_1(R_1 + R_2);$$

$$E_2 = I_2 R_2.$$

Из первого уравнения определим ток I_1 :

$$I_1 = \frac{100 - 20}{5 + 5} = 8 \text{ А.}$$

Из второго уравнения определим I_2 :

$$I_2 = \frac{E_2}{R_2} = \frac{20}{40} = 0,5 \text{ А.}$$

Ток I_3 определим, составив для узла *e* уравнение по первому закону Кирхгофа (сумма токов, входящих к узлу, равна сумме токов, уходящих от него):

$$I_1 + I_3 = I_2; \quad (1.7)$$

$$I_3 = I_2 - I_1 = 0,5 - 8 = -7,5 \text{ А.}$$

При выбранных положительных направлениях тока I_3 по расчету получился с отрицательным знаком. Стало быть, действительное направление этого тока от *e* к *a*, как показано на рис. 1.2 стрелкой. Определим теперь напряжение в точке *b*, что можно сделать двумя путями.

Обходя контур *abcda* слева направо, можно записать:

$$E_1 - U_{ab} = I_1 R_1,$$

откуда

$$U_{ab} = E_1 - I_1 R_1 = 100 - 8 \cdot 5 = 60 \text{ В.}$$

Обходя участок цепи *dcba* справа налево, получим:

$$E_2 - U_{ab} = -I_2 R_2;$$

$$U_{ab} = E_2 + I_2 R_2 = 20 + 8 \cdot 5 = 60 \text{ В.}$$

Результат в обоих случаях одинаковый.

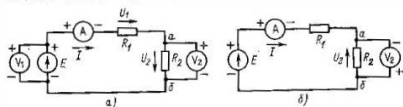


Рис. 1.1. К определению положительных направлений токов и напряжений в цепи постоянного тока

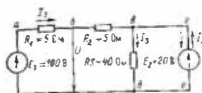


Рис. 1.2. Цепь постоянного тока с двумя ЭДС

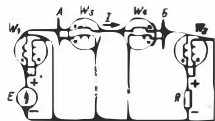


Рис. 1.3. К определению знака мощности в цепи постоянного тока

Остановимся еще на одном вопросе, весьма важном для анализа схем релейной защиты. Это вопрос о знаке мощности, вырабатываемой генератором, потребляемой нагрузкой и передаваемой по линиям электропередачи. Для определения знака мощности в схеме, приведенной на рис. 1.3, включим два ваттметра W_1 и W_2 , измеряющие мощность в генераторе и в нагрузке. Положительные направления тока в ЭДС, указаны на рис. 1.3 стрелками. Для составления знаков мощности оба ваттметра включим одинаково: полярные зажимы обмотки напряжения, обозначенные точкой, подключаем к положительным зажимам цепи; полярные зажимы обмотки тока подключаем к стороне выхода рассматриваемого элемента — генератора или нагрузки.

При таком включении ваттметр W_1 измерит положительное значение мощности, так как полярный зажим его обмотки напряжения подключен к положительному полюсу, а ток входит в полярный зажим обмотки тока, обозначенный точкой. Показание ваттметра W_2 будет отрицательным, так как ток входит в зажим той же обмотки, не обозначенный точкой, а обмотка напряжения включена так же, как у ваттметра W_1 . В соответствии с этим будем называть положительной мощностью, вырабатываемую генератором, и отрицательной — мощность, потребляемую на нагрузке.

Для определения знака мощности, передаваемой по линии, включим с двух ее сторон ваттметры W_3 и W_4 . Обмотки напряжения этих ваттметров включим так же, как и у ваттметров W_1 и W_2 , а токовые — полярными зажимами в сторону шин подстанции А и В соответственно. При этом показание прибора W_3 будет положительным, а W_4 — отрицательным. В соответствии с этим будем и в дальнейшем называть положительной мощностью отдаваемую с шин в линию, и отрицательной, поступающую из линии на шины подстанции.

Приступим теперь к рассмотрению цепей переменного тока.

1.2. ВЕКТОРНЫЕ ДИАГРАММЫ

Понятие о векторах. На рис. 1.4 приведена кривая изменения переменного тока во времени. Ток сначала растет от нуля (при $\varphi = 0^\circ$) до максимального положительного значения $+I_{\max}$ (при $\varphi = 90^\circ$), затем убывает, переходит через нуль (при $\varphi = 180^\circ$), достигает максимального отрицательного значения $-I_{\max}$ (при $\varphi = 270^\circ$) и, наконец, возвращается к нулю (при $\varphi = 360^\circ$). После этого цикла изменения тока повторяется.

Кривая изменения переменного тока во времени, приведенная на рис. 1.4, называется синусоидой. Время T , в течение которого происходит полный цикл изменения тока, соответствующий изменению угла на 360° , называется периодом переменного тока. Число периодов за 1 с называется частотой переменного тока. В промышленных установках и в быту в СССР и в других странах Европы

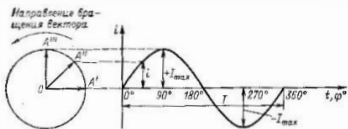


Рис. 1.4. Кривая изменения переменного тока во времени

используется главным образом переменный ток частотой 50 Гц. Этот ток 50 раз в секунду принимает положительное и отрицательное направление. Изменение переменного тока во времени можно записать в следующем виде:

$$i = I_{\max} \sin(\omega t + \alpha), \quad (1.6)$$

где i — мгновенное значение тока, т. е. значение тока в каждый момент времени; I_{\max} — максимальное значение тока; $\omega = 2\pi f$ — угловая частота переменного тока, $f = 50$ Гц, $\omega = 2\pi \cdot 50 = 314$; α — начальный угол, соответствующий моменту времени, с которого начинается отсчет времени (при $t = 0$).

Для частного случая, показанного на рис. 1.4, $\alpha = 0^\circ$. Анализируя действие устройств релейной защиты и автоматики, необходимо сопоставлять токи и напряжения, складывать или вычитать их, определять углы между ними и производить другие операции. Пользоваться при этом кривыми, подобными приведенной на рис. 1.4, неудобно, поскольку построение синусоид тока и напряжения занимает много времени и не дает простого и наглядного результата. Поэтому для упрощения принято изображать токи и напряжения в виде отрезков прямых линий, имеющих определенную длину и направление, — так называемых векторов (OA на рис. 1.4). Один конец вектора выкраивается в точке O — начало координат, а второй вращается против часовой стрелки.

Мгновенное значение тока или напряжения в каждый момент времени определяется проекцией на вертикальную ось вектора, длина которого равна максимальному значению тока или напряжения. Эта проекция будет становиться то положительной, то отрицательной, принимая максимальные значения при вертикальном расположении вектора. За время T , равное периоду переменного тока, вектор совершит полный оборот по окружности (360°), занимая последовательно положения OA' , OA'' , OA''' и т. д. При частоте переменного тока 50 Гц вектор будет совершать 50 об/с.

Таким образом, вектор тока или напряжения — это отрезок прямой, длиной по величине максимальному значению тока или напряжения, вращающийся относительно точки O против движения часовой стрелки со скоростью, определяемой частотой переменного тока. Зная положение вектора в каждый момент времени, можно

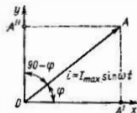


Рис. 1.5. Определение положения вектора на плоскости

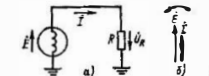


Рис. 1.6. Однофазная цепь переменного тока; а — схема цепи; б — векторная диаграмма ЭДС и тока

определять мгновенное значение тока или напряжения в данный момент. Так, для положения вектора тока OA' , показанного на рис. 1.5, его мгновенное значение определяется проекцией на вертикальную ось, т. е. $OA'' = OA \sin \varphi$.

На основании рис. 1.6 можно также сказать, что ток в данный момент времени имеет положительное значение. Однако это еще не дает полного представления о протекании процесса в цепи переменного тока, так как неизвестно, что значит положительный или отрицательный ток, положительное или отрицательное напряжение.

Для того чтобы векторные диаграммы токов и напряжений давала полную картину, их нужно увязать с фактическим протеканием процесса в цепи переменного тока, т. е. необходимо предварительно принять условные положительные направления токов и напряжений в рассматриваемой схеме. Без выполнения этого условия, если не заданы положительные направления токов и напряжений, любая векторная диаграмма не имеет никакого смысла.

Рассмотрим простую однофазную цепь переменного тока, приведенную на рис. 1.6, б. От однофазного генератора энергия передается в активное сопротивление нагрузки R . Заделим положительные направления токов и напряжений в рассматриваемой цепи. За условное положительное направление напряжения и ЭДС примем направление, когда потенциал вывода генератора или нагрузки, связанного с линией, выше потенциала вывода, соединенного с землей. В соответствии с правилом, принятым в электротехнике, положительное направление для ЭДС обозначено стрелкой, направленной в сторону более высокого потенциала (от земли к линейному выводу), а для напряжения — стрелкой, направленной в сторону более низкого потенциала (от линейного вывода к земле).

Переменный ток будем считать положительным, когда во внешней цепи он проходит от шва генератора к нагрузке (обозначено стрелкой). Построим векторы ЭДС и тока, характеризующие работу рассматриваемой цепи (рис. 1.6, б). Вектор ЭДС произвольно обозначим вертикальной линией со стрелкой, направленной вверх. Для построения вектора тока запишем для цепи уравнение согласно второму закону Кирхгофа:

$$\vec{E} = iR,$$

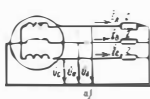


Рис. 1.7. Трехфазная цепь переменного тока:
а — схема цепи; б — векторная диаграмма токов и напряжений

отсюда

$$i = \dot{E} / R. \quad (1.7)$$

Поскольку знаки векторов тока и ЭДС в выражении (1.7), б совпадают, вектор тока будет совпадать с вектором ЭДС и на рис. 1.6, б.

Здесь и в дальнейшем при построении векторов будем откладывать их по величине равными эффективному значению тока и напряжения, что удобно для выполнения различных математических операций с векторами. Как известно, эффективные значения тока и напряжения в $\sqrt{2}$ раз меньше соответствующих максимальных (амплитудных).

При заданных положительных направлениях тока и напряжения однозначно определяется и знак мощности. Положительной в рассматриваемом случае будет считаться мощность, направленной от шин генератора в линию:

$$P = EI \cos \varphi = EI \cos \varphi = EI, \quad (1.8)$$

так как векторы тока и ЭДС на рис. 1.6, б совпадают.

Аналогичные соображения могут быть высказаны и для трехфазной цепи переменного тока, показанной на рис. 1.7, а. В этом случае во всех фазах приняты одинаковые положительные направления, чему соответствует симметричная диаграмма токов и напряжений, приведенная на рис. 1.7, б. Отметим, что симметричной называется такая трехфазная система векторов, когда все три вектора равны по величине и сдвинуты относительно друг друга на угол 120° .

Операции с векторами. Когда мы рассматриваем только одну кривую тока или напряжения, начальное значение угла, с которого начинается отсчет, или, иначе говоря, положение вектора на диаграмме, соответствующее началу времени, может быть принято произвольным. Если же одновременно рассматриваются два или несколько токов и напряжений, то, задавшись начальным положением на диаграмме одного из векторов, мы тем самым уже определяем положение всех других векторов.

Все три вектора фазных напряжений: \dot{U}_A , \dot{U}_B , \dot{U}_C , показанные на рис. 1.7, б, вращаются против часовой стрелки с одинаковой скоростью, определяемой частотой переменного тока. При этом они пересекают вертикальную ось, совпадающую с направлением вектора \dot{U}_A на рис. 1.7, б, поочередно в определенной последовательности, а именно \dot{U}_A , \dot{U}_B , \dot{U}_C , которая называется чередованием фаз напряжения (или тока). Для того чтобы определить взаимное расположение двух векторов, обычно говорят, что один из них *опережает* или *отстает* от другого. При этом опережающим считается вектор, который при вращении против часовой стрелки

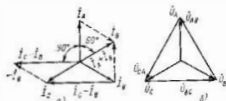


Рис. 1.8. Сложение и вычитание векторов:
а — токов; б — напряжений

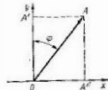


Рис. 1.9. К определению вектора через его проекции на перпендикулярные оси

раньше пересечет вертикальную ось. Так, например, можно сказать, что вектор напряжения \dot{U}_A на рис. 1.7, б опережает \dot{U}_B на угол 120° или, с другой стороны, вектор \dot{U}_C отстает от вектора \dot{U}_B на угол 120° . Как видно из рис. 1.7, выражение «вектор отстает на угол 120° », равносильно выражению «вектор опережает на угол 240° ».

Сложение векторов производится геометрически суммированием по правилу параллелограмма, как показано на рис. 1.8, а, в котором построена сумма токов $(i_A + i_B)$. Так как вычитание — действие, обратное сложению, для определения разности токов (например, $i_C - i_B$) достаточно к току i_C прибавить вектор, обратный i_B . Вместе с тем на рис. 1.8, а показано, что вектор разности токов $(i_C - i_B)$ можно построить проще, соединив линией концы векторов i_C и i_B . При этом стрелка вектора разности токов направляется в сторону первого вектора, т. е. i_C .

Аналогично строится векторная диаграмма междуфазных напряжений, например, $\dot{U}_B - \dot{U}_C = \dot{U}_{BC}$ (рис. 1.8, б).

Очевидно, что положение вектора на плоскости определяется его проекциями на две любые оси. Так, например, для того чтобы определить положение вектора OA (рис. 1.9), достаточно знать его проекции на взаимно перпендикулярные оси:

$$OA' = OA \cos \varphi;$$

$$OA^* = OA \sin \varphi = OA \cos (90^\circ - \varphi).$$

Отложим на осях координат проекции векторов OA' и OA^* и восстановим из точек A' и A^* перпендикуляры к осям. Точка пересечения этих перпендикуляров и есть точка A — один конец вектора, вторым концом которого является точка O — начало координат.

Назначение векторных диаграмм. Работникам, занимающимся проектированием в эксплуатационной службе релейной защиты, часто приходится использовать в своей работе так называемые векторные диаграммы — векторы токов и напряжений, построенные на плоскости в определенном сочетании, соответствующем электрическим процессам, происходящим в рассматриваемой схеме.

Анализ векторных диаграмм токов и напряжений является одним из важных, а в ряде случаев единственным способом проверки пра-

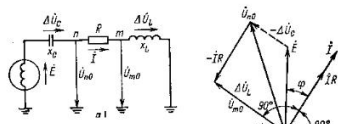


Рис. 1.10. К расчету цепи переменного тока:
а — схема цепи; б — векторная диаграмма

вильности соединения цепей тока и напряжения и включения реле в схемах дифференциальных и направленных защит.

По сути построение векторной диаграммы целесообразно во всех случаях, когда к рассматриваемому реле подаются две или более электрические величины: разность токов в максимальной токовой или дифференциальной защите, ток и напряжение в реле направления мощности или в направленном реле сопротивления. Векторная диаграмма позволяет сделать заключение о том, как рассматриваемая защита будет работать при КЗ, т. е. оценить правильность ее включения. Взаимное расположение векторов токов и напряжений на диаграмме определяется характеристикой рассматриваемой цепи, а также условием принятыми положительными направлениями токов и напряжений.

Для примера рассмотрим две векторные диаграммы.

На рис. 1.10 показана одофазная цепь переменного тока, состоящая из генератора и последовательно соединенных емкостного, активного и индуктивного сопротивлений (пример при этом, что индуктивное сопротивление больше емкостного $X_L > X_C$). Положительные направления токов и напряжений, так же как и в случаях, рассмотренных выше, обозначены на рис. 1.10, а стрелками.

Построение векторной диаграммы начнем с вектора ЭДС E , который расположим на рис. 1.10, б вертикально. Ток, проходящий в рассматриваемой цепи, определится из следующего выражения:

$$I = \frac{E}{\sqrt{R^2 + (X_L - X_C)^2}} \quad (1.9)$$

Поскольку в рассматриваемой цепи имеются активные и реактивные сопротивления, причем $X_L > X_C$, вектор тока отстает от вектора напряжения на угол φ :

$$\varphi = \arctg \frac{X_L - X_C}{R}$$

Напряжение в точке n на рис. 1.10, а определится согласно следующему выражению:

$$\dot{U}_{no} = \dot{E} - \Delta \dot{U}_C$$

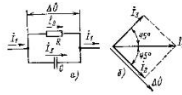


Рис. 1.11. К расчету распределения положительных направлений токов:
а — схема цепи; б — векторная диаграмма токов

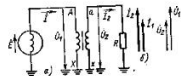


Рис. 1.12. К определению условных положительных направлений токов и напряжений в обмотках трансформатора:
а — схема цепи; б — диаграмма токов и напряжений в обмотках трансформатора

На рис. 1.10, б построим вектор $\Delta \dot{U}_C$, отстающий от вектора \dot{I} на угол 90° . Напряжение в точке n \dot{U}_{no} определится разностью векторов \dot{E} и $\Delta \dot{U}_C$. Напряжение в точке m определится аналогично:

$$\dot{U}_{mo} = \dot{U}_{no} - \dot{I}R$$

Как видно из рис. 1.10, б, этот последний вектор \dot{U}_{mo} будет равен падению напряжения в индуктивном сопротивлении $\Delta \dot{U}_L$.

Рассмотрим другую цепь переменного тока, характеризующую распределение токов в параллельных ветвях. Для построения диаграммы примем, что активное и емкостное сопротивления равны $R = X_C$.

Построение векторной диаграммы начнем с вектора \dot{I}_1 , который расположим горизонтально. Затем построим вектор падения напряжения на сопротивлении $\Delta \dot{U}$, отстающий от вектора \dot{I}_1 на угол φ , так как результирующее сопротивление имеет активно-емкостный характер. Угол φ определяется следующим выражением:

$$\varphi = \arctg \frac{X_C}{R}$$

В рассматриваемом случае $\varphi = 45^\circ$. Вектор тока \dot{I}_2 , проходящего по активному сопротивлению, совпадает с $\Delta \dot{U}$, а \dot{I}_3 опережает $\Delta \dot{U}$ на 90° , как показано на рис. 1.11, б.

Векторные диаграммы при наличии трансформации. При наличии в электрической цепи трансформаторов необходимо ввести дополнительные условия, для того чтобы составлять векторные диаграммы токов и напряжений на разных сторонах трансформатора. Положительные направления токов при этом следует задавать с учетом полярности обмоток трансформатора. В зависимости от направления намотки обмоток трансформатора взаимное направление токов в них меняется. Для того чтобы определять направление токов в обмотках силового трансформатора и сопоставлять их между собой, обмоткам трансформатора дают условные обозначения «начало» и «конец».

В схеме, приведенной на рис. 1.6, между источником ЭДС и нагрузкой включим трансформатор (рис. 1.12, а). Обозначим па-

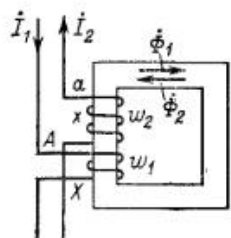


Рис. 1.13. К выбору положительных направлений токов в обмотках трансформаторов

чала обмоток силового трансформатора буквами A и a , концы — X и x . При этом следует иметь в виду, что начало одной из обмоток принимается произвольно, а второй — определяется на основании условных положительных направлений токов, заданных для обеих обмоток трансформатора.

На рис. 1.12, a показаны положительные направления токов в обмотках силовых трансформаторов. В первичной обмотке положительным считается направление тока от начала к концу, а во вторичной — от конца к началу. При таких условно принятых положительных направлениях токов в обмотках трансформатора направление тока в нагрузке остается таким же, каким оно было бы при отсутствии трансформатора и непосредственном подключении нагрузки к генератору (см. рис. 1.6 и 1.12). При этом, поскольку магнитные потоки, создаваемые в магнитопроводе трансформатора обмотки токами (первичным и вторичным), направлены встречно (рис. 1.13), для идеального трансформатора, пренебрегая током намагничивания, можно записать следующее равенство:

$$\dot{\Phi}_1 - \dot{\Phi}_2 = 0 \text{ или } \dot{I}_1 \omega_1 - \dot{I}_2 \omega_2 = 0, \quad (1.10)$$

где $\dot{\Phi}_1$ и $\dot{\Phi}_2$ — магнитные потоки в магнитопроводе трансформатора, а $\dot{I}_1 \omega_1$ и $\dot{I}_2 \omega_2$ — магнитодвижущие силы (МДС), создающие эти потоки.

Из последнего уравнения:

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_2 \frac{\omega_2}{\omega_1}. \quad (1.11)$$

Согласно последнему равенству векторы \dot{I}_1 и \dot{I}_2 имеют одинаковые знаки и, следовательно, будут совпадать по направлению (см. рис. 1.12, b). Таким образом, условно принятые положительные направления токов в обмотках трансформатора удобны тем, что

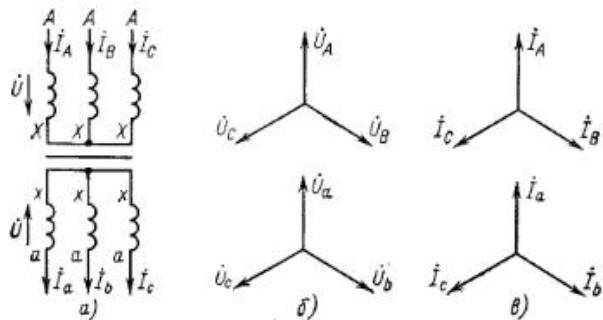


Рис. 1.14. Включение трансформатора по схеме У/У-12; a — схема соединения обмоток; b — векторная диаграмма напряжений; c — векторная диаграмма токов

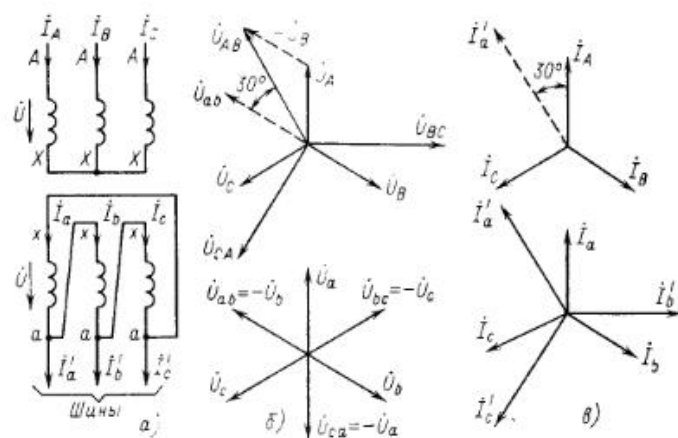


Рис. 1.15. Включение трансформатора по схеме У/Д-11:

a — схема соединения обмоток; b — векторная диаграмма напряжений; c — векторная диаграмма токов

векторы первичного и вторичного токов на векторной диаграмме совпадают по направлению (рис. 1.12, b). Для напряжений также удобно принять такие положительные направления, чтобы векторы первичного и вторичного напряжений на обмотках совпадали, как показано на рис. 1.12.

В рассматриваемом случае имеет место соединение обмоток трансформатора по схеме 1/1-12. Соответственно для трехфазного трансформатора У/У-12 схема соединений и векторная диаграмма токов и напряжений показаны на рис. 1.14.

На рис. 1.15, b построены векторные диаграммы напряжений, соответствующие схеме соединения трансформатора У/Д-11. На стороне высшего напряжения, где обмотки соединены в звезду, междуфазные напряжения в $\sqrt{3}$ раз превышают фазные напряжения. На стороне же низшего напряжения, где обмотки соединены в треугольник, междуфазные и фазные напряжения равны. Векторы междуфазных напряжений стороны низшего напряжения опережают на 30° аналогичные векторы междуфазных напряжений стороны высшего напряжения, что и соответствует схеме соединений У/Д-11.

Для рассматриваемой схемы соединений обмоток трансформатора можно построить и векторные диаграммы токов, проходящих с обеих его сторон. При этом следует иметь в виду, что на основании принятых нами условий определяются только положительные направления токов в обмотках трансформатора. Положительные же направления токов в линейных проводах, соединяющих выводы обмоток низшего напряжения трансформатора с шинами, могут быть приняты произвольно независимо от положительных направлений токов, проходящих в треугольнике.

Так, например, если принять положительные направления токов в фазах на стороне низшего напряжения от выводов, соединенных

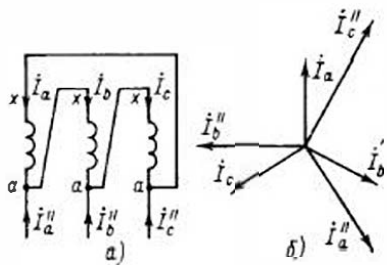


Рис. 1.16. Векторная диаграмма токов при изменении положительных направлений токов на выводах обмоток, соединенных в треугольник на стороне низшего напряжения

в треугольник, к шинам (рис. 1.15, а), можно записать следующие равенства:

$$\begin{aligned} \dot{i}'_a &= \dot{i}_a - \dot{i}_b; \dot{i}'_b = \dot{i}_b - \dot{i}_c; \\ \dot{i}'_c &= \dot{i}_c - \dot{i}_a. \end{aligned} \quad (1.12)$$

Соответствующая векторная диаграмма токов показана на рис. 1.15, в.

Аналогично можно построить векторную диаграмму токов и для случая, когда положительные направления токов приняты от шины к выводам треугольника (рис. 1.16, а). Этому случаю соответствуют следующие равенства:

$$\dot{i}_a = \dot{i}_b - \dot{i}_c; \dot{i}_b = \dot{i}_c - \dot{i}_a; \dot{i}_c = \dot{i}_a - \dot{i}_b \quad (1.13)$$

и векторные диаграммы, приведенные на рис. 1.16, б.

Сравнивая диаграммы токов, приведенные на рис. 1.15, в и 1.16, б, можно сделать вывод, что векторы фазных токов, проходящих в проводах, соединяющих выводы обмоток низшего напряжения трансформатора и шины, находятся в противофазе. Конечно, как те, так и другие диаграммы верны.

Таким образом, при наличии в схеме обмоток, соединенных в треугольник, необходимо задаваться положительными направлениями токов как в самих обмотках, так и в линейных проводах, соединяющих треугольник с шинами.

В рассматриваемом случае при определении группы соединений силового трансформатора удобно за положительные принимать направления от выводов низшего напряжения к шинам, так как при этом векторные диаграммы токов совпадают с принятым обозначением групп соединения силовых трансформаторов (см. рис. 1.15, б и в). Аналогично могут быть построены векторные диаграммы токов и для других групп соединения силовых трансформаторов.

Сформулированные выше правила построения векторных диаграмм токов и напряжений в схемах с трансформаторами действительны и для измерительных трансформаторов тока и напряжения.

1.3. ПОВРЕЖДЕНИЯ И НЕНОРМАЛЬНЫЕ РЕЖИМЫ РАБОТЫ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Основные сведения о коротких замыканиях. Короткие замыкания, возникающие в электрических сетях, машинах и аппаратах, отличаются большим разнообразием как по виду, так и по характеру повреждения.

Для упрощения расчетов и анализа поведения релейной защиты при повреждениях исключаются отдельные факторы, не оказываю-

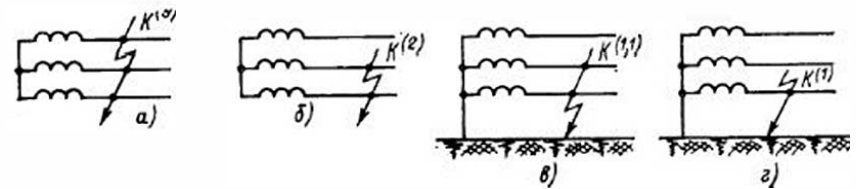


Рис. 1.17. Основные виды коротких замыканий: а — трехфазное; б — двухфазное; в — двухфазное на землю; г — однофазное

щие существенного влияния на значения токов и напряжений. В частности, как правило, не учитывается при расчетах переходное сопротивление в месте КЗ и все повреждения рассматриваются как непосредственное (или, как говорят, «глухое» или «металлическое») соединение фаз между собой или на землю (для сети с заземленной нейтралью). Не учитываются токи намагничивания силовых трансформаторов и емкостные токи линий электропередачи напряжением до 330 кВ. Сопротивления всех трех фаз считаются одинаковыми.

Основные виды КЗ показаны на рис. 1.17. Междуфазные КЗ — двухфазные и трехфазные — возникают в сетях как с заземленной, так и с изолированной нейтралью. Однофазные КЗ могут происходить только в сетях с заземленной нейтралью.

Основными причинами, вызывающими повреждения на линиях электропередач, являются перекрытия изоляции во время грозы, схлестывания и обрывы проводов при гололеде, набросы, перекрытия загрязненной и увлажненной изоляции, ошибки персонала и др.

Трехфазное короткое замыкание. Симметричное трехфазное КЗ — наиболее простое для расчета и анализа вид повреждения. Он характерен тем, что токи и напряжения всех фаз равны по значению как в месте КЗ, так и в любой другой точке сети:

$$I_A = I_B = I_C; U_A = U_B = U_C. \quad (1.14)$$

Векторная диаграмма токов и напряжений при трехфазном КЗ приведена на рис. 1.18. Поскольку рассматриваемая система симметрична, ток, проходящий в каждой фазе, отстает от создающей его ЭДС на одинаковый угол φ_k , определяемый соотношением актив-

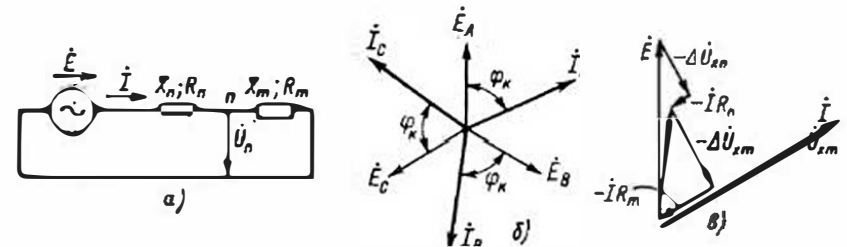


Рис. 1.18. Трехфазное КЗ: а — расчетная схема; б — диаграмма токов и напряжений в месте КЗ; в — векторная диаграмма для определения напряжений в промежуточных точках сети

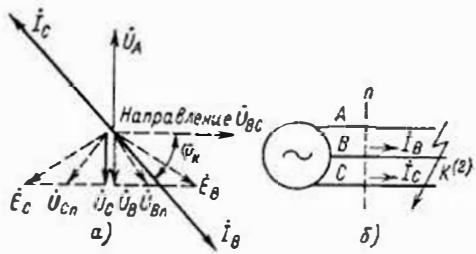


Рис. 1.19. Двухфазное КЗ между фазами В и С
а — векторная диаграмма токов и напряжений; б — схема сети

ного и реактивного сопротивлений цепи короткого замыкания:

$$\varphi_{\text{к}} = \arctg \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma}}. \quad (1.15)$$

Для линий 110 кВ этот угол равен 60—78°; 220 кВ (один провод в фазе) — 73—82°; 330 кВ (два провода в фазе) — 80—85°; 500 кВ (три провода в фазе) — 84—87°; 750 кВ (четыре провода в фазе) — 86—88° (большие значения угла соответствуют большим сечениям проводов).

Напряжение в месте КЗ равно нулю, а в любой другой точке сети может быть определено, как показано на рис. 1.18, а. Так как все фазные и междуфазные напряжения в точке трехфазного короткого замыкания равны нулю, а в точках, удаленных от места КЗ на большое расстояние, незначительны по значению, рассматриваемый вид повреждения представляет наибольшую опасность для работы энергосистемы с точки зрения устойчивости параллельной работы электростанций и узлов нагрузки.

Двухфазное короткое замыкание. При двухфазном КЗ токи и напряжения разных фаз неодинаковы. Рассмотрим соотношения токов и напряжений, характерные для двухфазного КЗ между фазами В и С (рис. 1.19). В поврежденных фазах в месте КЗ проходят одинаковые токи, а в неповрежденной фазе ток отсутствует

$$i_A = 0; i_B = -i_C. \quad (1.16)$$

Междуфазное напряжение \dot{U}_{BC} в месте КЗ равно нулю, а фазные напряжения

$$\dot{U}_B = \dot{U}_C = \frac{\dot{E}}{2}; U_{BC} = 0. \quad (1.16a)$$

Так же как и при трехфазном КЗ, токи, проходящие в поврежденных фазах, отстают от создающей их ЭДС (в данном случае от ЭДС \dot{E}_{BC} или параллельного ему вектора \dot{U}_{BC}) на угол $\varphi_{\text{к}}$, определяемый соотношением активных и реактивных сопротивлений цепи.

Соответствующие векторные диаграммы для места КЗ построены на рис. 1.19, а. По мере удаления от места КЗ фазные напряжения \dot{U}_B , \dot{U}_C и междуфазное напряжение \dot{U}_{BC} будут увеличиваться, как показано на рис. 1.19, а штриховыми линиями для точки n.

С точки зрения влияния на устойчивость параллельной работы генераторов и на работу электродвигателей рассматриваемый вид повреждения представляет значительно меньшую опасность, чем трехфазное КЗ.

Двухфазное короткое замыкание на землю в сети с заземленной нейтралью. Этот вид повреждения для сетей с изолированной ней-

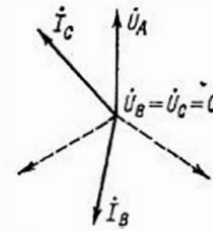


Рис. 1.20. Векторная диаграмма токов и напряжений в месте двухфазного КЗ между фазами В и С на землю

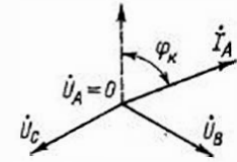


Рис. 1.21. Векторная диаграмма токов и напряжений в месте однофазного КЗ на землю фазы А

тралью практически не отличается от двухфазного КЗ. Токи, проходящие в месте КЗ и в ветвях рассматриваемой схемы, а также междуфазные напряжения в разных точках сети имеют те же самые значения, что и при двухфазном КЗ.

В сетях же с заземленной нейтралью двухфазное КЗ на землю значительно более опасно, чем двухфазное КЗ. Это объясняется более значительным снижением междуфазных напряжений в месте КЗ, так как одно междуфазное напряжение уменьшается до нуля, а два других — до значения фазного напряжения неповрежденной фазы (рис. 1.20).

Соотношения токов и напряжений в месте КЗ для этого вида повреждения имеют следующий вид:

$$I_A = 0; U_B = U_C = 0. \quad (1.17)$$

Однофазное короткое замыкание в сети с заземленной нейтралью. Однофазное КЗ может иметь место только в сетях с заземленной нейтралью (в Советском Союзе, как правило, с заземленной нейтралью работают сети напряжением 110 кВ и выше). Векторные диаграммы токов и напряжений в месте однофазного КЗ фазы А приведены на рис. 1.21, а формулы, определяющие соотношения между ними, даны ниже:

$$U_A = 0; I_B = I_C = 0. \quad (1.18)$$

Однофазные КЗ, сопровождающиеся снижением до нуля в месте повреждения только одного фазного напряжения, представляют меньшую опасность для работы энергосистемы, чем рассмотренные выше междуфазные КЗ.

Однофазное замыкание на землю в сети с малым током замыкания на землю. В сетях с малыми токами замыкания на землю, к которым относятся сети 3—35 кВ, работающие с изолированной нейтралью или с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор, замыкание одной фазы на землю сопровождается значительно меньшими токами, чем токи КЗ.

При замыкании на землю одной фазы фазное напряжение поврежденной фазы (\dot{U}_A на рис. 1.22, а) относительно земли становится равным нулю, а напряжения неповрежденных фаз \dot{U}_B и \dot{U}_C увеличиваются в 1,73 раза и становятся равными междуфазным (\dot{U}_{BC})

и $\dot{U}_C^{(1)}$ на рис. 1.22, б). Под действием напряжений $\dot{U}_B^{(1)}$ и $\dot{U}_C^{(1)}$ через место повреждения проходит ток $\dot{I}_{3,A}$, замыкающийся через емкость неповрежденных фаз B и C. Емкость поврежденной фазы зашунтирована местом замыкания, и поэтому ток через нее не проходит. Значение тока в месте замыкания на землю определяется следующим выражением:

$$\dot{I}_{3,A} = \frac{\dot{U}_B^{(1)}}{X_\Sigma} + \frac{\dot{U}_C^{(1)}}{X_\Sigma},$$

где X_Σ — суммарное сопротивление цепи замыкания на землю.

Поскольку активные и индуктивные сопротивления генераторов, трансформаторов и кабельных линий много меньше, чем емкостное сопротивление сети, ими можно пренебречь. Тогда

$$X_\Sigma = X_C = \frac{1}{\omega C} = \frac{1}{2\pi f C}, \quad (1.19)$$

где f — частота сети, равная 50 Гц; C — емкость одной фазы сети относительно земли.

Поскольку при замыкании фазы A на землю напряжения фаз B и C относительно земли равны по значению междуфазному напряжению и сдвинуты на угол 60° , то

$$|\dot{U}_B^{(1)} + \dot{U}_C^{(1)}| = 3U_{\phi,A}.$$

В результате

$$I_3 = 3U_{\phi,A} \omega C = 3U_{\phi} 2\pi f C. \quad (1.20)$$

Емкость сети в основном определяется длиной присоединенных линий, в то время как емкости относительно земли обмоток генераторов и трансформаторов сравнительно невелики. Для расчета емкостного тока (А/км), проходящего при замыкании на землю в сети с изолированной нейтралью, можно воспользоваться следующими выражениями, определяющими ток на 1 км кабельной линии:

для линии 6 кВ

$$I_3 = \frac{95 + 2.84S}{2200 + 6S} U_{ном};$$

для линии 10 кВ

$$I_3 = \frac{95 + 1.44S}{2200 + 0.23S} U_{ном},$$

где S — сечение кабеля, мм²; $U_{ном}$ — номинальное междуфазное напряжение кабеля, кВ.

Для воздушных линий можно принимать следующие удельные значения емкостных токов: 6 кВ — 0,015 А/км; 10 кВ — 0,025 А/км; 30 кВ — 0,1 А/км.

Для снижения тока замыкания на землю применяются специальные компенсирующие устройства — дугогасящие катушки, которые подключаются между нулевыми точками трансформаторов или генераторов и землей. В зависимости от настройки дугогасящей ка-

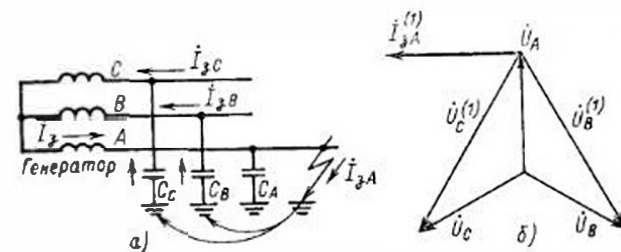


Рис. 1.22. Однофазное замыкание на землю фазы A в сети с малым током замыкания на землю (изолированная нейтраль)

тушки ток замыкания на землю уменьшается до нуля или до небольшого остаточного значения.

Поскольку токи замыкания на землю имеют небольшие значения, а все междуфазные напряжения остаются неизменными (рис. 1.22), однофазное замыкание на землю не представляет непосредственной опасности для потребителей. Защита от этого вида повреждения, как правило, действует на сигнал. Однако длительная работа сети с заземленной фазой нежелательна, так как длительное прохождение тока в месте замыкания на землю, а также повышенные в 1,73 раза напряжения неповрежденных фаз относительно земли могут привести к пробоем или повреждению их изоляции и возникновению двухфазного КЗ. Поэтому допускается работа сети с заземлением одной фазы только в течение 2 ч. За это время оперативный персонал с помощью устройств сигнализации должен обнаружить и вывести из схемы поврежденный участок.

В сетях, питающих торфопредприятия и передвижные строительные механизмы, для обеспечения условий безопасности обслуживающего персонала защита от замыканий на землю выполняется с действием на отключение.

1.4. РАСЧЕТ ТРЕХФАЗНОГО КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Изменение тока при КЗ. Рассчитать трехфазное КЗ — это, значит, определить токи и напряжения при этом виде повреждения как в точке КЗ, так и в отдельных ветвях и узлах схемы.

Ток в процессе КЗ не остается постоянным, а изменяется, как показано на рис. 1.23: ток, увеличившийся в первый момент времени, затухает до некоторого значения, а затем под действием автоматического регулятора возбуждения (АРВ) достигает установившегося значения. Промежуток времени, в течение которого происходит изменение значения тока КЗ, определяет продолжительность переходного процесса. После того как изменение значения тока прекращается, до момента отключения КЗ продолжается установившийся режим КЗ. В зависимости от назначения выполняемого расчета (выбор уставок релейной защиты или проверка электрооборудования на термическую и электродинамическую стойкость) нас могут интересовать значения тока в разные моменты времени КЗ.

Из-за наличия в сети индуктивных сопротивлений, превращающихся мгновенному изменению тока при возникновении КЗ, значение тока нагрузки i_n не изменяется скачком, а нарастает по определенному закону от нормального до аварийного значения. Для упрощения расчета и анализа ток, проходящий во время переходного процесса КЗ, рассматривают как состоящий из двух составляющих: аperiodической и периодической.

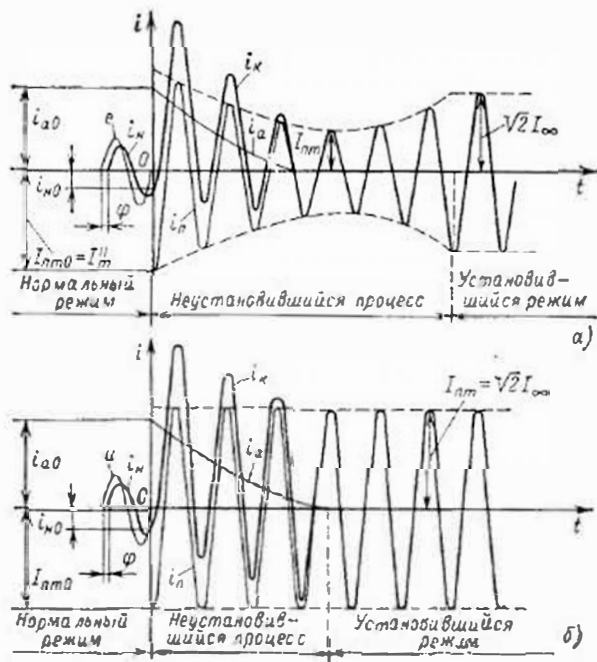


Рис. 1.23. Кривые изменения тока трехфазного КЗ:

а — в сети, питающейся от генератора с АРВ; б — в сети, питающейся от системы неограниченной мощности

Аперiodическая называется постоянная по знаку составляющая тока I_a , которая возникает в первый момент КЗ и сравнительно быстро затухает до нуля (рис. 1.23).

Периодическая составляющая тока КЗ в начальный момент времени I_{nt0} называется начальным током КЗ. Значение начального тока КЗ используют, как правило, для выбора уставок и проверки чувствительности релейной защиты. Начальный ток КЗ называют также сверхпереходным i_n , так как для его определения в схему замещения вводятся сверхпереходные сопротивления генератора x_d'' и ЭДС E_d'' .

Установившимся называется периодический ток КЗ после окончания переходного процесса, обусловленного затуханием аперiodической составляющей и действием АРВ.

Полным током КЗ называется его значение, равное сумме периодической и аперiodической составляющих в любой момент переходного процесса. Максимальное мгновенное значение полного тока называется ударным током КЗ и вычисляется при проверке электротехнического оборудования на электродинамическую стойкость.

Как уже отмечалось выше, для выбора уставок и проверки чувствительности релейной защиты обычно используется начальное (сверхпереходное) значение тока КЗ, расчет которого производится наиболее просто. Допустимость такого решения объясняется, с одной стороны, быстрым затуханием аперiodической составляющей в сетях высокого напряжения (за время 0,05—0,2 с), что обычно меньше времени срабатывания рассматриваемых защит, а с другой — неизменностью периодической составляющей при КЗ в сети (см. рис. 1.23, б), питающейся от мощной энергосистемы, генераторы которой оснащены АРВ, поддерживающими постоянным напряжением на ее шинах.

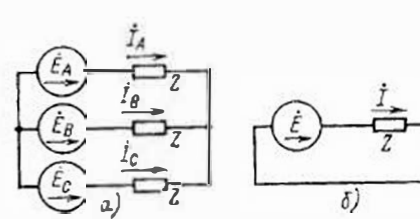


Рис. 1.24. Расчетные схемы трехфазного КЗ:

а — трехфазная; б — расчетная однофазная

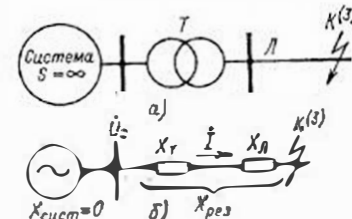


Рис. 1.25. К расчету тока трехфазного КЗ при питании от системы неограниченной мощности:

а — расчетная схема; б — схема замещения

В сетях, питающихся от генератора или энергосистемы ограниченной мощности, напряжение на шинах в процессе КЗ изменяется в значительных пределах, вследствие чего значения начального и установившегося токов не равны (рис. 1.23, а). Однако и в этом случае для расчетов релейной защиты можно использовать начальное значение тока КЗ. Это не приводит к большой погрешности, поскольку, как показывает опыт эксплуатации, на значение установившегося тока КЗ значительно большее влияние, чем на значение начального тока, оказывают увеличение переходного сопротивления в месте повреждения, ток нагрузки и другие факторы, не учитываемые обычно при расчете токов КЗ.

Принимая во внимание все сказанное выше, можно считать целесообразным и в большинстве случаев вполне допустимым использование для расчета и анализа поведения релейных защит действующих с любой выдержкой времени, значения начального тока КЗ. При этом возможное снижение тока в процессе КЗ следует учитывать для защит, имеющих выдержку времени, введенным в расчет повышенным коэффициентом надежности по сравнению с быстродействующими защитами.

Определение начального тока КЗ в простой схеме. Поскольку при трехфазном КЗ (рис. 1.24) ЭДС и сопротивления во всех фазах равны, все три фазы находятся в одинаковых условиях. Векторная диаграмма для такого КЗ, которая называется симметричной, приведена на рис. 1.18, б. Расчет симметричной цепи может быть существенно упрощен: поскольку все три фазы находятся в одинаковых условиях, достаточно произвести расчет для одной фазы и результаты его затем распространить на две другие. Расчетная схема при этом будет иметь вид, показанный на рис. 1.24, б.

Расчет начинается с составления схемы замещения, в которой отдельные элементы расчетной схемы заменяются соответствующими сопротивлениями, а для источников питания указываются их ЭДС или напряжения на зажимах. Каждый элемент вводится в схему замещения своими активными и реактивными сопротивлениями. Сопротивления генераторов, трансформаторов, реакторов определяются на основании паспортных данных и вводятся в расчет, как указано ниже.

Реактивные сопротивления линий электропередачи рассчитываются по следующему формуле: $x_{\text{ли}} = x_{\text{уд}} \cdot l$ могут приниматься приближенно по следующему выражению:

$$X_{\text{ли}} = X_{\text{уд}} \cdot l \quad (1.21)$$

где l — длина участка линии, км; $X_{\text{уд}}$ — удельное реактивное сопротивление линии, Ом/км, которое можно принимать равным:

при напряжении, кВ:	$X_{\text{уд}}$, Ом/км
для воздушных линий:	
6—20	0,4
330 (два провода в фазе)	0,33
500 (три провода в фазе)	0,28—0,3
для трехжильных кабелей:	
3	0,07
6—10	0,08
35	0,12

Активные сопротивления медных и алюминиевых проводов можно подсчитать по известному выражению:

$$R = \frac{l}{\gamma S}, \quad (1.22)$$

где γ — удельная проводимость линии равная для меди 57 м/(Ом·мм²) и для алюминия — 34 м/(Ом·мм²).

При расчетах токов КЗ допускается не учитывать активного сопротивления и вводить в схему замещения только реактивные сопротивления элементов, если суммарное реактивное сопротивление больше чем в 3 раза превышает суммарное активное сопротивление:

$$R_{\Sigma} < x_{\Sigma}/3. \quad (1.23)$$

В дальнейшем будем считать, что условие (1.23), которое, как правило, выполняется для сетей напряжением 110 кВ и выше, действительно, и в расчеты будем вводить только реактивные сопротивления расчетной схемы.

Определение тока КЗ при питании от системы неограниченной мощности. Ток КЗ в расчетной схеме (рис. 1.25) определится по следующему выражению, кА:

$$I_K = \frac{U_c}{\sqrt{3} X_{\text{рез}}}, \quad (1.24)$$

где $X_{\text{рез}}$ — результирующее сопротивление до точки КЗ, равное сумме сопротивлений трансформатора и линии, Ом:

$$X_{\text{рез}} = X_T + X_L;$$

U_c — междуфазное напряжение на шинах системы неограниченной мощности, кВ.

Системой неограниченной мощности называется мощный источник питания, напряжение на шинах которого остается постоянным независимо от места КЗ во внешней сети. Сопротивление системы неограниченной мощности принимается равным нулю. Хотя в действительности каждая система имеет ограниченную мощность, понятие о системе неограниченной мощности широко используется при расчете КЗ. Можно считать, что рассматриваемая система имеет неограниченную мощность в тех случаях, когда ее внутреннее сопротивление много меньше сопротивлений внешних элементов, включенных между шинами системы и точкой КЗ.

Пример 1.1. Определить ток, проходящий при трехфазном КЗ за реактором сопротивлением 0,4 Ом, который подключен к шинам генераторного напряжения 10,5 кВ мощной электростанции.

Решение. Поскольку сопротивление реактора значительно больше, чем сопротивление электростанции, можно считать, что он подключен к шинам системы неограниченной мощности. Тогда

$$I_K = \frac{U_c}{\sqrt{3} X_{\text{рез}}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 15,2 \text{ кА.}$$

Определение тока КЗ при питании от системы ограниченной мощности. Если сопротивление системы, питающей точку КЗ, сравнительно велико, его необходимо учитывать при определении тока КЗ. В этом случае в схему замещения вводится сопротивление $X_{\text{сист}}$ и принимается, что за этим сопротивлением находятся шины неограниченной мощности. Ток КЗ определяется по следующему выражению (рис. 1.26):

$$I = \frac{U_c}{\sqrt{3} X_{\text{рез}}} = \frac{U_c}{\sqrt{3} (X_{\text{сист}} + X_{\text{рез}})}, \quad (1.25)$$

где $X_{\text{рез}}$ — сопротивление цепи КЗ между шинами и точкой повреждения; $X_{\text{сист}}$ — сопротивление системы, приведенное к шинам источника.

Сопротивление системы можно определить, если задан ток трехфазного КЗ на ее шинах I_K , зад:

$$X_{\text{сист}} = \frac{U_c}{\sqrt{3} I_K}, \quad (1.26)$$

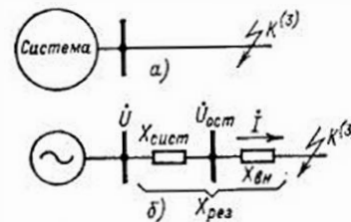


Рис. 1.26. К расчету тока трехфазного КЗ при питании от системы ограниченной мощности:
а — расчетная схема; б — схема замещения

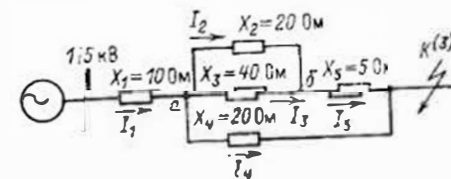


Рис. 1.27. Схема к примеру 1.5

Пример 1.2. Определить ток трехфазного КЗ за сопротивлением 15 Ом линии 110 кВ, питающейся от шин подстанции. Ток трехфазного КЗ на шинах подстанции, приведенный к напряжению 115 кВ, равен 8 кА.

Решение. Согласно (1.26) определяется $X_{\text{сист}}$:

$$X_{\text{сист}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 8} = 8,3 \text{ Ом.}$$

Определяется ток в месте КЗ в соответствии с (1.25):

$$I_K = \frac{115000}{\sqrt{3} (8,3 + 15)} = 2850 \text{ А.}$$

Сопротивление системы при расчетах токов КЗ можно задать не током, а мощностью КЗ на шинах подстанции. Мощность КЗ — условная величина, равная

$$S_K = \sqrt{3} U_{\text{ср}} I_K, \quad (1.27)$$

где I_K — ток КЗ; $U_{\text{ср}}$ — среднее расчетное напряжение ступени трансформатора, на которой вычисляется ток КЗ.

Пример 1.3. Определить ток трехфазного КЗ за реактором сопротивлением 0,5 Ом. Реактор питается от шиш 6,3 кВ подстанции, мощность КЗ на которых равна 300 МВ·А.

Решение. Определим сопротивление системы:

$$X_{\text{сист}} = \frac{U^2}{S_K} = \frac{6,3^2}{300} = 0,13 \text{ Ом.}$$

Определим ток в месте КЗ:

$$I_K = \frac{6,3}{\sqrt{3} (0,13 + 0,5)} = 5,75 \text{ кА.}$$

Определение остаточного напряжения. В схеме, приведенной на рис. 1.26, остаточное напряжение на шинах определяется следующим выражением:

$$U_{\text{ост}} = \sqrt{3} I_K X_1, \quad (1.28)$$

где X_1 — сопротивление от шиш подстанции, на которых определяется остаточное напряжение, до места КЗ, или

$$U_{\text{ост}} = U_c - \sqrt{3} I_K X, \quad (1.29)$$

где X — сопротивление от шиш источника питания до точки, в которой определяется остаточное напряжение.

Поскольку сопротивление рассматриваемой цепи принято чисто реактивным, в выражения (1.28) и (1.29) входят абсолютные величины, а не векторы.

Пример 1.4. Определить остаточное междуфазное напряжение на шинах подстанции в примере 1.2.

Решение. По первому выражению (1.28):

$$U_{\text{ост}} = 2,85 \cdot 15 \sqrt{3} = 75 \text{ кВ.}$$

По второму выражению (1.29):

$$U_{ост} = 115 - 2,85 \cdot 8,3 \sqrt{3} = 75 \text{ кВ.}$$

Расчеты токов КЗ и напряжений в разветвленной сети. В сложной разветвленной сети для того, чтобы определить ток в месте КЗ, необходимо предварительно преобразовать схему замещения так, чтобы она имела простой вид, по возможности с одним источником питания и одной ветвью сопротивления. С этой целью производится сложение последовательно и параллельно включенных ветвей, треугольник сопротивлений преобразуется в звезду и наоборот.

Пример 1.5. Преобразовать схему замещения, приведенную на рис. 1.27, определить результирующее сопротивление и ток в месте КЗ. Значения сопротивлений указаны на рис. 1.27.

Решение. Преобразование схемы замещения производят в следующей последовательности.

Складывают параллельно включенные сопротивления X_2 и X_3 :

$$X_6 = \frac{X_2 X_3}{X_2 + X_3} = \frac{20 \cdot 40}{20 + 40} = 13,3 \text{ Ом.}$$

Складывают последовательно включенные сопротивления X_5 и X_6 :

$$X_7 = X_5 + X_6 = 5 + 13,3 = 18,3 \text{ Ом}$$

Производят сложение параллельно включенных сопротивлений X_1 и X_7 :

$$X_8 = \frac{X_1 X_7}{X_1 + X_7} = \frac{20 \cdot 18,3}{20 + 18,3} = 9,6 \text{ Ом.}$$

Определяют результирующее сопротивление как сумму сопротивлений X_4 и X_8 :

$$X_{рез} = X_4 + X_8 = 10 + 9,6 = 19,6 \text{ Ом.}$$

После подсчета результирующего сопротивления определяют ток в месте КЗ:

$$I_K = \frac{U_C}{\sqrt{3} X_{1,сз}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 19,6} = 3,4 \text{ кА.}$$

Распределение токов КЗ производят последовательно в обратном порядке, начиная с последнего этапа преобразования схемы замещения. Для распределения токов по ветвям схемы можно воспользоваться формулами, приведенными в табл. 1.1.

Пример 1.6. Распределить ток КЗ по ветвям схемы, приведенной на рис. 1.27. Решение. Определим токи в параллельных ветвях 4 и 7 в соответствии с формулами табл. 1.1:

$$I_4 = I_{сум} \frac{X_8}{X_1} = I_{сум} \frac{X_7}{X_7 + X_1} = 3,4 \frac{18,3}{18,3 + 20} = 1,63 \text{ кА;}$$

$$I_7 = I_{сум} \frac{X_8}{X_7} = I_{сум} \frac{X_4}{X_7 + X_4} = 3,4 \frac{20}{18,3 + 20} = 1,77 \text{ кА;}$$

$$I_5 = I_7 = 1,77 \text{ кА.}$$

Ток I_7 проходит по сопротивлению X_5 и затем разветвляется по параллельным ветвям X_2 и X_3 :

$$I_2 = I_7 \frac{X_6}{X_2} = I_7 \frac{X_3}{X_2 + X_3} = 1,77 \frac{40}{20 + 40} = 1,18 \text{ кА;}$$

$$I_3 = I_7 \frac{X_6}{X_3} = I_7 \frac{X_2}{X_2 + X_3} = 1,77 \frac{20}{20 + 40} = 0,59 \text{ кА.}$$

Остаточное напряжение в любой точке разветвленной схемы можно определить последовательным суммированием или вычитанием падений напряжений в ее ветвях.

Пример 1.7. Определить остаточное напряжение в точках a и b схемы, приведенной на рис. 1.27.

Таблица 1.1

Схемы		Сопротивления элементов преобразованной схемы	Распределение токов в схеме до ее преобразования
до преобразования	после преобразования		
		$X_{рез} = \frac{X_1 X_2}{X_1 + X_2}$	$i_1 = i \frac{X_{рез}}{X_1} = i \frac{X_2}{X_1 + X_2}$ $i_2 = i \frac{X_{рез}}{X_2} = i \frac{X_1}{X_1 + X_2}$
		$X_L = \frac{X_{ML} X_{LN}}{X_{ML} + X_{LN} + X_{NM}}$ $X_M = \frac{X_{ML} X_{NM}}{X_{ML} + X_{LN} + X_{NM}}$ $X_N = \frac{X_{NM} X_{LN}}{X_{ML} + X_{LN} + X_{NM}}$	$i_{ML} = \frac{i_M X_M - i_L X_L}{X_{ML}}$ $i_{LN} = \frac{i_L X_L - i_N X_N}{X_{LN}}$ $i_{NM} = \frac{i_N X_N - i_M X_M}{X_{NM}}$
		$X_{ML} = X_L + X_M + \frac{X_L X_M}{X_N}$ $X_{LN} = X_L + X_N + \frac{X_L X_N}{X_M}$ $X_{NM} = X_N + X_M + \frac{X_N X_M}{X_L}$	$i_L = i_{LN} - i_{ML}$ $i_M = i_{ML} - i_{NM}$ $i_N = i_{NM} - i_{LN}$

Решение.

$$U_6 = I_6 X_6 \sqrt{3} = 15,2 \text{ кВ;}$$

$$U_a = U_6 + I_2 X_2 \sqrt{3} = 15,2 + 1,18 \cdot 20 \sqrt{3} = 56,2 \text{ кВ.}$$

Напряжения в точках a и b можно определить и другим путем:

$$U_a = U_C - I_1 X_1 \sqrt{3} = 115 - 3,4 \cdot 10 \sqrt{3} = 56,2 \text{ кВ;}$$

$$U_b = U_a - I_2 X_2 \sqrt{3} = 56,2 - 1,18 \cdot 20 \sqrt{3} = 15,2 \text{ кВ.}$$

Если в схему замещения входят две или несколько ЭДС, точки их приложения объединяются и они заменяются одной эквивалентной ЭДС (рис. 1.28).



Рис. 1.28. Преобразование схемы с двумя ЭДС: а — до преобразования; б — после преобразования

Если ЭДС источников равны, то эквивалентная ЭДС будет иметь такое же значение:

$$E_3 = E_1 = E_2. \quad (1.30)$$

Если же ЭДС не равны, значение эквивалентной ЭДС подсчитывается по следующей формуле:

$$E_3 = \frac{E_1 X_2 + E_2 X_1}{X_1 + X_2}. \quad (1.31)$$

Расчет токов КЗ по паспортным данным реакторов и трансформаторов. Во всех примерах, рассмотренных выше, единицей измерения сопротивления отдельных элементов схемы принят Ом. Наряду с этим сопротивления отдельных элементов часто задаются в относительных единицах. Так, например, в относительных единицах обычно указываются параметры реакторов: они задаются в процентах как относительное значение падения напряжения в реакторе при прохождении в нем номинального тока. X_p %. Сопротивление реактора, Ом, можно определить по следующему выражению:

$$X_p = \frac{X_p \% U_{ном}}{100 \% \sqrt{3} I_{ном}}, \quad (1.32)$$

где $U_{ном}$ и $I_{ном}$ — номинальные значения напряжения и тока реактора.

Сопротивление трансформатора также задается в процентах как относительное значение падения напряжения в его обмотках при прохождении тока, равного номинальному, u_k %

Сопротивление двухобмоточного трансформатора, Ом, можно определить по следующему выражению:

$$X_T = \frac{u_k \% U_{ном}^2}{100 \% S_{ном}}, \quad (1.33)$$

где $S_{ном}$ — номинальная мощность трансформатора, МВ·А.

При КЗ за реактором или трансформатором, подключенными к шинам системы неограниченной мощности,

$$I_k = \frac{I_{ном}}{X_p \%} 100 \% ; I_k = \frac{I_{ном}}{u_k \%} 100 \% ; \quad (1.34)$$

$$S_k = \frac{S_{ном}}{X_p \%} 100 \% ; S_k = \frac{S_{ном}}{u_k \%} 100 \% , \quad (1.35)$$

где $I_{ном}$ — номинальный ток соответствующего реактора или трансформатора.

Пример 1.8. Вычислить максимально возможное значение тока трехфазного КЗ за реактором РБА-6-600-4 ($U_{ном} = 6$ кВ, $I_{ном} = 600$ А, $X_p = 4$ %).

Решение. Поскольку требуется определить максимально возможное значение тока КЗ, считаем, что реактор подключен к шинам системы неограниченной мощности. В соответствии с (1.34):

$$I_{k, max} = \frac{I_{ном}}{X_p \%} 100 \% = \frac{600}{4} 100 = 15000 \text{ А.}$$

Пример 1.9. Определить максимально возможные значения тока и мощности трехфазного КЗ за трансформатором: $S_{ном} = 31,5$ МВ·А, $U_{вн} = 115$ кВ, $U_{нн} = 6,3$ кВ, $u_k = 10,5$ %.

Решение. Принимая, как и в предыдущем примере, что трансформатор на стороне 115 кВ подключен к шинам системы неограниченной мощности, определим значение тока КЗ.

Номинальный ток трансформатора на стороне 6,3 кВ равен:

$$I_{ном} = \frac{31500}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2880 \text{ А.}$$

По (1.34) находим:

$$I_{k, max} = \frac{I_{ном}}{u_k \%} 100 \% = \frac{2880}{10,5} 100 = 27400 \text{ А,}$$

По (1.35) определяем:

$$S_{k, max} = \frac{S_{ном}}{u_k \%} 100 \% = \frac{31,5}{10,5} 100 = 300 \text{ МВ·А.}$$

При КЗ за трансформатором с изменяющимся под нагрузкой коэффициентом трансформации ток может изменяться в широких пределах в зависимости от подюжения регулирующего устройства. Это обстоятельство необходимо учитывать при расчете токов КЗ [5].

Пример 1.10. Определить максимальное и минимальное значения тока КЗ при повреждении за трансформатором 115/11 кВ, мощностью 10 МВ·А, подключенным к шинам неизменного напряжения. Известны значения u_k : минимальное — 8,7 %; среднее — 10,5 % и максимальное — 12,36 %. Эти значения отнесены к номинальной мощности трансформатора, а также к соответствующему напряжению — крайних отпегвлений и среднего. Для рассматриваемого трансформатора: $U_{вн, min} = 96,58$ кВ; $U_{вн, max} = 133,42$ кВ; $U_{вн, ср} = 115$ кВ.

Решение. Определим сопротивление трансформатора, соответствующие разным коэффициентам трансформации:

$$X_{T, min} = \frac{8,7 \cdot 96,58^2}{100 \cdot 10} = 80 \text{ Ом;}$$

$$X_{T, ср} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 10} = 139 \text{ Ом;}$$

$$X_{T, max} = \frac{12,36 \cdot 133^2}{100 \cdot 10} = 239 \text{ Ом.}$$

Определим максимальное значение тока КЗ:

$$I_{k, max вн} = \frac{110000}{\sqrt{3} \cdot 80} = 795 \text{ А;}$$

$$I_{k, max нн} = 795 \frac{96,58}{11} = 6980 \text{ А.}$$

Определим минимальное значение тока КЗ:

$$I_{k, min вн} = \frac{126000}{\sqrt{3} \cdot 239} = 305 \text{ А;}$$

$$I_{k, min нн} = \frac{126000}{\sqrt{3} \cdot 239} = 3688 \text{ А.}$$

При расчете минимального значения тока КЗ напряжение на стороне высшего напряжения принимается равным максимально допустимому для сети 110 кВ.

В сетях 0,4 кВ, работающих с заземленной нейтралью, необходимо рассчитывать токи КЗ не только при трехфазном, но также и при однофазных КЗ на землю. Значения этих последних зависят не только от параметров питающего трансформатора, но и от схемы соединения его обмоток [5]. Для трансформаторов со схемой соединения обмоток Д/У₀ значение тока в месте однофазного КЗ за трансформатором практически равно току трехфазного КЗ в этой же точке.

Для трансформаторов со схемой соединения обмоток У/У₀ ток в месте однофазного КЗ за трансформатором значительно меньше тока при трехфазном КЗ в этой же точке.

Ток однофазного металлического КЗ за трансформатором со схемой соединения Y/Y_0 , А, можно определить по следующей формуле [5]:

$$I_K^{(1)} = \frac{U_\Phi}{\frac{1}{3} Z_{TP}^{(1)}}, \quad (1.36)$$

где $U_\Phi = 230$ В — фазное напряжение для сети 0,4 кВ; Z_{TP} — полное сопротивление трансформатора с соединением обмоток Y/Y_0 при однофазном КЗ на стороне 0,4 кВ, Ом, отнесенное к напряжению 0,4 кВ.

Расчетные значения Z_{TP} для трансформаторов, выпускаемых с 1967 г., отнесенные к напряжению 0,4 кВ по [6]:

S_{TP} , кВ·А	100	160	250	400	630	1000	1600
$\frac{1}{3} Z_{TP}$, Ом	0,26	0,16	0,1	0,065	0,042	0,027	0,018

Существенное влияние на ток КЗ в сетях 0,4 кВ может оказать переходное сопротивление в месте повреждения; это влияние сильнее при повреждениях за сравнительно мощными трансформаторами (1600—2500 кВ·А). Значение переходного сопротивления при этом принимается порядка 0,15 мОм. При повреждениях за маломощными трансформаторами (например, 160 кВ·А) влиянием переходного сопротивления можно пренебречь.

1.5. ПОНЯТИЕ О СИММЕТРИЧНЫХ СОСТАВЛЯЮЩИХ

При однофазном или двухфазном КЗ, когда трехфазная система становится несимметричной, нельзя выполнять расчет только для одной из фаз, как это делается при трехфазных симметричных повреждениях.

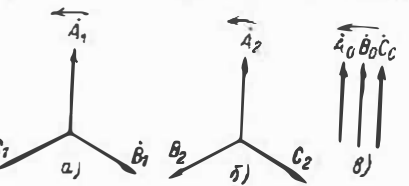
Для определения токов, проходящих при несимметричных КЗ, потребовалось бы составлять несколько уравнений Кирхгофа для многих контуров и узлов, образующихся в рассматриваемой несимметричной трехфазной системе. Решение этих уравнений с учетом индуктивных связей между фазами даже при сравнительно простой схеме сети является весьма сложной задачей.

С целью упрощения расчетов несимметричных режимов в трехфазной сети предложен метод симметричных составляющих. Сущность этого метода состоит в том, что любую трехфазную несимметричную систему векторов токов или напряжений можно заменить суммой трех симметричных систем:

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_A &= \dot{I}_{A1} + \dot{I}_{A2} + \dot{I}_{A0}; \dot{U}_A = \dot{U}_{A1} + \dot{U}_{A2} + \dot{U}_{A0}; \\ \dot{I}_B &= \dot{I}_{B1} + \dot{I}_{B2} + \dot{I}_{B0}; \dot{U}_B = \dot{U}_{B1} + \dot{U}_{B2} + \dot{U}_{B0}; \\ \dot{I}_C &= \dot{I}_{C1} + \dot{I}_{C2} + \dot{I}_{C0}; \dot{U}_C = \dot{U}_{C1} + \dot{U}_{C2} + \dot{U}_{C0}. \end{aligned} \right\} \quad (1.37)$$

Затем производится расчет этих трех симметричных систем с учетом уже упомянувшегося нами упрощения, т. е. по расчету вычисляем, составленным для одной из фаз, и согласно (1.37) определяются полные фазные токи и напряжения. Таким образом, вместо одной схемы рассчитываются три, но значительно более простые, что в конечном итоге существенно упрощает вычисления. На рис. 1.29 приведены векторные диаграммы систем симметричных составляющих:

прямой последовательности, в которой векторы, вращающиеся против часовой стрелки, следуют друг за другом в чередовании А, В, С;



обратной последовательности, отличающейся обратным чередованием векторов А, В, С;

Рис. 1.29. Векторные диаграммы систем симметричных составляющих: а — прямой последовательности; б — обратной последовательности; в — нулевой последовательности

нулевой последовательности, в которой векторы всех фаз совпадают по направлению.

В нормальном симметричном режиме, а также при симметричном КЗ полные токи и напряжения равны току и напряжению прямой последовательности. Составляющие обратной и нулевой последовательностей в симметричном режиме равны нулю.

Составляющие обратной последовательности возникают при появлении в сети любой несимметрии: однофазного или двухфазного КЗ, обрыва фазы, несимметричной нагрузки. Наибольшие значения ток и напряжение обратной последовательности имеют в месте несимметрии.

Составляющие нулевой последовательности появляются при КЗ на землю (однофазных и двухфазных), а также при обрыве одной или двух фаз. При междуфазных КЗ без земли (двухфазных и трехфазных) токи и напряжения нулевой последовательности равны нулю.

Глава вторая

ЗАЩИТА ПРЕДОХРАНИТЕЛЯМИ И АВТОМАТИЧЕСКИМИ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯМИ

2.1. ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ПРЕДОХРАНИТЕЛЕЙ

С помощью плавких предохранителей защита электрических установок осуществляется наиболее просто и дешево. При их использовании не требуется устанавливать трансформаторы тока и напряжения, реле и автоматические выключатели, необходимые при осуществлении релейной защиты.

В сетях до 1000 В плавкие предохранители являются основным видом защиты. Применяются плавкие предохранители и в сетях более высоких напряжений — до 110 кВ, когда они удовлетворяют требуемым параметрам и условиям эксплуатации.

Принцип работы плавких предохранителей основан на тепловом действии электрического тока, проходящего по проводнику. В нормальных условиях все тепло, выделяемое проводником, рассеивается в окружающей среде. При увеличении же тока количество выделяемого тепла увеличится, возникнет избыток тепла, который не будет успевать отводиться в окружающую среду; температура проводника при этом начнет повышаться. При значительном увеличении тока температура проводника достигает значения температуры плавления металла, из которого он выполнен.

Таким образом, если в определенном месте сети сделать вставку из проводника меньшего сечения или другого материала, имеющего большее сопротивление, то при увеличении тока этот проводник, называемый плавкой вставкой, будет нагреваться сильнее, чем другие участки сети, и при достижении опасных значений тока расплавится (перегорит) и прервет цепь тока. Очевидно, чем больше ток, проходящий по плавкой вставке, тем быстрее она перегорит. На этом явлении и основано действие плавких предохранителей.

Плавкий предохранитель состоит из плавкой вставки, патрона или конструкции, в которой закрепляется плавкая вставка, и иногда устройства, облегчающего гашение дуги.

Предохранители и плавкие вставки характеризуются следующими параметрами:

- номинальным напряжением предохранителя, для длительной работы при котором он предназначен;
- номинальным током плавкой вставки $I_{нс, ном}$, который вставка выдерживает неограниченно долгое время;

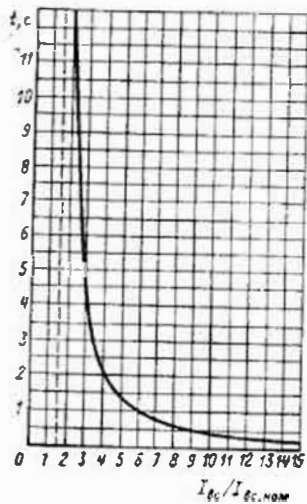


Рис. 2.1. Защитная характеристика плавкой вставки

номинальным током предохранителя $I_{п, ном}$, равным наибольшему номинальному току плавкой вставки, которая может быть установлена в данный предохранитель;

минимальным испытательным током плавкой вставки $I_{исп, мин}$, при котором вставка перегорает за время более 1 ч;

максимальным испытательным током плавкой вставки $I_{исп, max}$, при котором вставка перегорает за время менее 1 ч.

Соответственно кратностью минимального испытательного тока называется отношение

$$k_{исп, мин} = \frac{I_{исп, мин}}{I_{вс, ном}},$$

кратностью максимального испытательного тока — отношение

$$k_{исп, max} = \frac{I_{исп, max}}{I_{вс, ном}}.$$

Предельным отключаемым током или разрывной мощностью называется соответственно ток или мощность КЗ, которые способны разорвать (отключить) предохранитель.

Защитной характеристикой плавкой вставки называется зависимость времени с момента возникновения тока до его отключения плавкой вставкой от значения тока, проходящего через вставку, или от кратности этого тока по отношению к номинальному току вставки $I_{вс, ном}$ (рис. 2.1).

Предохранители применяются для защиты от КЗ и от перегрузки линий электропередачи, трансформаторов, электродвигателей и другого электрооборудования при условии, что их номинальные напряжение и ток, а также предельный отключаемый ток соответствуют параметрам сети, если при этом обеспечиваются необходимые чувствительность и селективность их действия и использование предохранителей не препятствует применению автоматики (АПВ, АВР и др.). Предохранители устанавливаются на трех фазах между выключателем нагрузки или разъединителем и защищаемым элементом, для того чтобы замену перегоревших вставок можно было бы производить со снятием напряжения.

2.2. ВЫБОР ПРЕДОХРАНИТЕЛЕЙ

Номинальное напряжение предохранителей и их вставок $U_{ис, ном}$ должно выбираться равным номинальному напряжению сети U_c :

$$U_{ис, ном} = U_c. \quad (2.1)$$

Действительное напряжение сети не должно превышать номинального напряжения предохранителя больше чем на 10%. Установка предохранителей на меньшее номинальное напряжение, чем напряжение сети, не допускается во избежание КЗ, так как изоляция каждого предохранителя рассчитана на определенное напряжение. Установка предохранителей на большее номинальное напряжение, чем напряжение сети, также не рекомендуется. Дело в том, что длина плавкой вставки для обеспечения надежного гашения дуги, возникающей при ее перегорании, тем больше, чем выше напряжение. С увеличением длины плавкой вставки, имеющей тот же номинальный ток, изменяются условия гашения дуги и ухудшается защитная характеристика вставки.

Предельно отключаемый ток плавкой вставки $I_{вс, пр}$ должен быть равен или больше максимального расчетного тока КЗ $I_{к, max}$, проходящего по цепи, защищаемой предохранителем. Если это условие не будет выполнено, дуга, возникающая при перегорании плавкой вставки, может не погаснуть, а предохранитель в результате ее длительного горения разрушится

$$I_{вс, пр} \geq I_{к, max}. \quad (2.2)$$

Номинальный ток плавкой вставки следует во всех случаях выбрать минимальным [7, 8]. При этом плавкая вставка не должна перегорать при прохождении по ней максимального длительного тока нагрузки $I_{н, max}$, что обеспечивается при соблюдении следующего условия:

$$I_{вс, ном} = k_n I_{н, max}. \quad (2.3)$$

Коэффициент k_n зависит от характера нагрузки. Так, при постоянной нагрузке (например, при освещении) $k_n = 1,1 \div 1,2$.

При переменной нагрузке плавкая вставка не должна также перегорать при кратковременных перегрузках, когда в защищаемой сети проходит ток, превышающий максимальный ток длительной нагрузки. Кратковременные перегрузки могут быть вызваны пуском или самозаносом электродвигателей, технологическими перегрузками механизмов, вращаемых электродвигателями, и другими причинами.

Для выполнения этого условия номинальный ток плавкой вставки выбирают таким, чтобы при прохождении по ней тока перегрузки $I_{пер}$ время ее перегорания было больше времени перегрузки. Это требование удовлетворяется при выборе номинального тока плавкой вставки согласно следующему выражению [7]:

$$I_{вс, ном} = I_{пер} / k_{п}, \quad (2.4)$$

где $k_{п}$ — коэффициент отстройки от тока перегрузки.

Значение этого коэффициента принимается:

$$\left. \begin{array}{l} \text{при } t_{\text{пер}} \approx 2 \div 3 \text{ с (легкие условия)} k_{\text{п}} \approx 2,5; \\ \text{при } t_{\text{пер}} \approx 10 \text{ с (тяжелые условия)} k \approx 1,5 \div 2. \end{array} \right\} \quad (2.5)$$

При частых пусках электродвигателей с легкими условиями пуска выбор плавкой вставки производят по коэффициенту для тяжелых условий.

Номинальный ток плавкой вставки, выбранный согласно (2.4), получается, как правило, завышенным, вследствие чего предохранитель не защищает оборудование от перегрузки и является только защитой от КЗ.

В жилых домах, бытовых и общественных помещениях, т. е. там, где сети не находятся постоянно под наблюдением квалифицированного персонала, плавкие вставки должны удовлетворять следующему условию [7]:

$$I_{\text{вс, ном}} = 0,8 I_{\text{доп, пр}} \quad (2.6)$$

где $I_{\text{доп, пр}}$ — длительно допустимый ток провода.

После выбора номинального тока необходимо убедиться, что плавкая вставка надежно защищает участок сети, на котором она установлена. При КЗ в наиболее удаленной точке сети плавкая вставка должна надежно и быстро перегорать. Кратность тока однофазного КЗ в сетях с заземленной нейтралью и двухфазного КЗ в сетях с изолированной нейтралью должна быть не менее 3 по отношению к номинальному току плавкой вставки.

В сетях, защищенных только от КЗ, допускается не выполнять расчетной проверки тока короткого замыкания для оценки надежности перегорания плавкой вставки, если ее номинальный ток превышает длительно допустимый ток защищаемого участка сети не более чем в 3 раза.

Особенности выбора плавких вставок в сетях 380—500 В. К выбору предохранителей, защищающих электродвигатели напряжением 380 и 500 В, предъявляется дополнительное требование, чтобы время перегорания плавкой вставки не превышало 0,15—0,2 с. Это требование определяется следующими соображениями. На электродвигателях 380 и 500 В последовательно с плавкими предохранителями устанавливаются контакторы и магнитные пускатели, с помощью которых осуществляются пуск и останов электродвигателей. Эти аппараты удерживаются во включенном положении специальными электромагнитами (см. гл. 10), которые питаются от напряжения сети. При исчезновении или понижении напряжения, например, вследствие КЗ магнитные пускатели и контакторы отпадают. При КЗ в электродвигателе плавкая вставка должна перегореть раньше, чем отпадет магнитный пускатель или контактор. В противном случае контакты магнитного пускателя или контактора будут размыкать ток КЗ, на что они не рассчитаны. Как показали испытания и опыт эксплуатации, если время перегорания плавкой вставки не превышает 0,15—0,2 с, то может происходить лишь небольшое

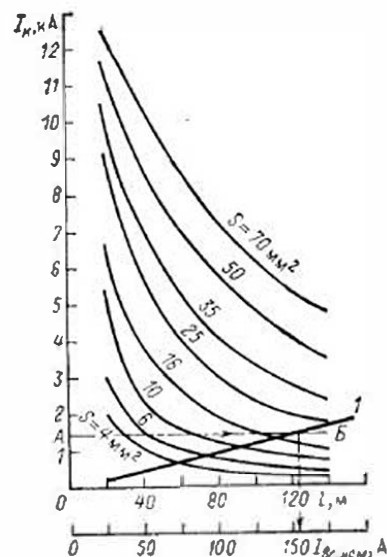


Рис. 2.2. Зависимость токов трехфазного КЗ от длины кабеля (с медными жилами) в цепях 380 В при питании от трансформатора 750 кВ·А ($u_{\text{к}} = 8\%$)

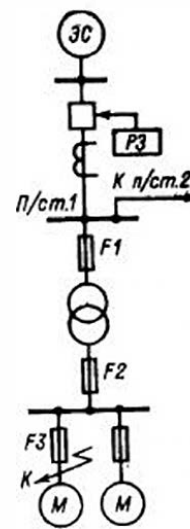


Рис. 2.3. Размещение предохранителей и релейной защиты в сети: F1—F3 — предохранители; РЗ — релейная защита

оплавление контактов, позволяющее вновь включить контактор. Замены контактов при этом не требуется.

По защитным характеристикам плавких вставок можно определить, что они перегорают за время 0,15—0,2 с при токах КЗ, превышающих в 10—15 раз номинальный ток плавкой вставки:

$$\frac{I_{\text{к}}}{I_{\text{вс, ном}}} \geq 10 \div 15. \quad (2.7)$$

Ток КЗ на выводах электродвигателя зависит от мощности питающего трансформатора, длины и сечения соединительного кабеля.

На рис. 2.2 в качестве примера построены кривые для определения тока трехфазного КЗ в сети 380 В, питающейся от трансформатора мощностью 750 кВ·А, при разной длине и сечении кабеля, имеющего медные жилы.

В случае если электродвигатель питается от групповой сборки, расчетная длина кабеля определяется по следующему выражению:

$$l_{\text{расч}} = l_{\text{к, дв}} + l_{\text{к, сб}} \frac{s_{\text{к, дв}}}{s_{\text{к, сб}}}, \quad (2.8)$$

где $l_{\text{к, дв}}$ — длина кабеля, питающего электродвигатель; $l_{\text{к, сб}}$ — длина кабеля, питающего сборку; $s_{\text{к, дв}}$, $s_{\text{к, сб}}$ — сечение кабелей, питающих электродвигатель и сборку соответственно.

На тех же графиках (рис. 2.2) построена прямая I для определения допустимых номинальных токов плавких вставок (типов

НПН, НПР, ПР1) согласно (2.7) в зависимости от тока КЗ при $t_{п.н} \leq 0,2$ с.

С помощью кривых, приведенных на рис. 2.2, выбор плавкой вставки для электродвигателей 380 В, удовлетворяющей условию (2.7), можно выполнить в следующей последовательности:

а) по известной длине и сечению кабеля, питающего электродвигатель, определяется ток трехфазного КЗ на его выводах. При наличии групповой сборки определяется расчетная длина кабеля согласно (2.8);

б) из точки А (см. рис. 2.2), определяющей значение тока КЗ, проводится линия до пересечения с прямой I . Точка Б определяет номинальный ток плавкой вставки, удовлетворяющий условию (2.7).

Если значение тока КЗ превышает 2000 А, $I_{вс, ном}$ следует выбирать максимально допустимым по условию согласования действия предохранителя с магнитным пускателем или контактором ($I_{вс, ном} = 200$ А).

Таким образом, значение номинального тока плавкой вставки, устанавливаемой на электродвигателях 380—500 В или на линии, питающей группу электродвигателей, выбирается по условиям (2.3), (2.4), (2.7) и принимается ближайшим большим по шкале стандартных номинальных токов.

Следует отметить, что для электродвигателей 380—500 В можно считать, что условие (2.4) выполняется, если номинальный ток плавкой вставки не менее чем в 3 раза превышает номинальный ток электродвигателя с легким пуском и не менее чем в 2 раза — номинальный ток электродвигателя с тяжелым пуском.

Если $I_{вс, ном}$, определенный по условию отстройки от тока пуска и самозапуска электродвигателя, превышает 200 А, необходимо устанавливать автоматические выключатели, так как плавкая вставка с номинальным током 200 А является предельной по условию селективности работы контактора и предохранителя.

При однофазном КЗ в сети 380 В, работающей с заземленной нейтралью, контактор останется включенным, так как междуфазное напряжение, к которому он подключен, не снизится до напряжения возврата контактора. Как показали расчеты, плавкие вставки, выбранные по условию (2.8), при однофазном КЗ перегорают за время 2,5—3,5 с, что следует учитывать при выборе уставки защиты питающего трансформатора от внешних КЗ на землю.

Селективность. Одно из условий выбора предохранителей — обеспечение селективности их действия между собой и с релейной защитой. Это означает, что в случае повреждения, например, одного из электродвигателей (в точке К на рис. 2.3) должны перегореть только предохранитель F3 и не должны перегорать предохранители F1 и F2, а также не должна срабатывать релейная защита РЗ, установленная на выключателе. Иначе говоря, для правильной ликвидации повреждений все последовательно установленные предохранители и релейная защита должны быть селективны. Для проверки селективности необходимо сопоставить характеристики плавких вставок во всем диапазоне токов, возможных как при перегрузках, так и при КЗ.

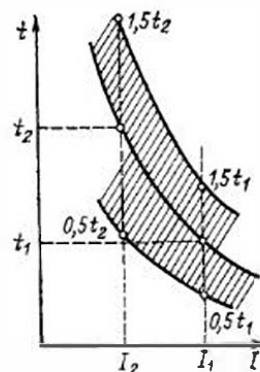


Рис. 2.4. Построение расчетных характеристик предохранителей на напряжение ниже 1000 В

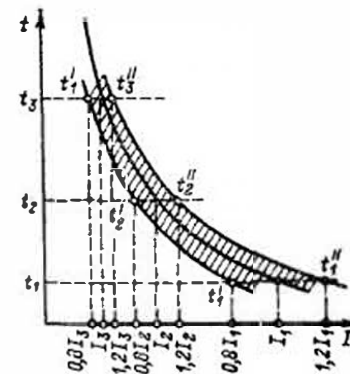


Рис. 2.5. Построение расчетных характеристик предохранителей на напряжение выше 1000 В

Защитная характеристика предохранителя может быть задана заводом-изготовителем в двух видах: либо как полное время отключения, равное сумме времени плавления вставки и горения дуги, либо отдельно как время плавления и время горения дуги. Строго говоря, при проверке селективности двух последовательно установленных предохранителей следовало бы сравнивать время плавления вставки, установленной ближе к источнику питания, с полным временем отключения вставки, установленной дальше от источника питания. На практике же обычно используют одинаковые характеристики полного времени отключения, поскольку время горения дуги невелико, а разбросы времени плавления и отключения перекрывают неточность расчетов.

При выполнении расчетов следует учитывать возможный разброс характеристик из-за отклонений размеров вставки, состояния контактов и поверхностей вставок, температуры окружающей среды и других факторов. Разброс защитных характеристик предохранителей на напряжение ниже 1000 В достигает 50 %. Такой разброс и следует принимать при проверке селективности плавких вставок.

Для проверки селективности заводские характеристики плавких вставок перестраивают в расчетные, как показано на рис. 2.4. Возможные времена отключения при определенных значениях токов находятся в пределах области, ограниченной построенными кривыми. В соответствии с возможной погрешностью ± 50 % селективность между двумя смежными предохранителями обеспечивается, если определенное по заводской характеристике время перегорания большего предохранителя не менее чем в 3 раза превышает время перегорания меньшего предохранителя [7].

Разрешается принимать пониженное значение разброса времени отключения ± 25 %, имея в виду допустимость в редких случаях неселективной работы предохранителей. При этом селективность между смежными предохранителями обеспечивается, если определенное по заводской характеристике время перегорания большего

Таблица 2.1

Металл плавкой вставки предохранителя F1 для любого типа предохранителя	Металл плавкой вставки предохранителя F2, расположенного ближе к нагрузке							
	Медь	Серебро	Цинк	Свинец	Медь	Серебро	Цинк	Свинец
	Предохранитель F2 закрытого типа с заполнителем				Предохранитель F2 открытого типа или закрытого без заполнителя			
Медь	1,55	1,33	0,55	0,2	1,15	1,03	0,4	0,15
Серебро	1,72	1,55	0,62	0,23	1,33	1,15	0,46	0,17
Цинк	4,5	3,95	1,65	0,6	3,5	3,06	1,2	0,44
Свинец	12,4	10,8	4,5	1,65	9,5	8,4	3,3	1,2

предохранителя не менее чем в 1,7 раза превышает время перегорания меньшего предохранителя [8].

При анализе характеристик однотипных предохранителей селективность следует проверять при максимальном токе трехфазного КЗ. Если селективность при этом токе обеспечена, она будет обеспечена и при всех меньших значениях токов. У разнотипных предохранителей селективность следует проверять во всем диапазоне токов — от тока трехфазного КЗ в месте установки дальнего предохранителя до номинального тока вставок.

Если защитные характеристики плавких вставок неизвестны, рекомендуется метод согласования характеристик предохранителей, основанный на сопоставлении площадей сечения плавких вставок с учетом материала, из которого они изготовлены. Для проверки селективности по этому методу необходимо знать тип, материал и площадь сечения плавких вставок, между которыми производится согласование. Если площадь сечения плавкой вставки, расположенной ближе к источнику питания, равна s_1 , а вставки, расположенной дальше от источника питания, — s_2 , то определяется отношение этих площадей:

$$a = s_1/s_2. \quad (2.9)$$

Полученное значение a сравнивается с данными табл. 2.1. Если a равно или больше значения, приведенного в табл. 2.1, то селективность между рассматриваемыми предохранителями обеспечивается.

Для оценки селективности действия двух последовательно включенных предохранителей можно также руководствоваться следующим правилом. Для двух однотипных предохранителей, установленных в сети напряжением до 1000 В, селективность будет обеспечена, если их вставки отличаются не менее чем на две ступени шкалы номинальных токов.

Селективное действие последовательно установленных вставок высокого напряжения типа ПК обеспечивается, если их номинальные токи отличаются не менее чем на одну ступень шкалы.

При проверке селективности вставок по их защитным характеристикам в сети напряжением выше 1000 В следует иметь в виду, что разброс характеристик регламентируется следующим образом: для любого времени отключения отклонения в значении тока не должны превосходить $\pm 20\%$. Пример построения расчетных характеристик для таких предохранителей показан на рис. 2.5.

Проверяя селективность предохранителей, установленных на разных сторонах трансформатора, следует учитывать, что по предохранителям будут проходить разные по значению токи. С учетом этого условие селективности (2.9) приобретает следующий вид:

$$a = \frac{s_1}{s_2} K. \quad (2.10)$$

2.3. АВТОМАТИЧЕСКИЕ ВОЗДУШНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

Наряду с плавкими предохранителями в сетях напряжением ниже 1000 В для защиты от КЗ и перегрузки широко применяются автоматические воздушные выключатели. Автоматические выключатели представляют собой аппараты, которые состоят из выключателя с мощной контактной системой для отключения тока КЗ и реле защиты, действующих на его отключение при возникновении повреждения или перегрузки. Из-за подгорания контактов автоматические выключатели допускают отключение не более чем 2—3 раза в час, вследствие чего они не могут применяться для частых операций в цепях управления.

Автоматические выключатели имеют ряд преимуществ по сравнению с плавкими предохранителями. Одно из них состоит в большей оперативности автоматических выключателей, которые всегда готовы к быстрому включению немедленно после отключения защищаемой цепи. Благодаря этому с помощью автоматических выключателей могут быть выполнены схемы АПВ и АВР. Другим существенным преимуществом автоматических выключателей является то, что они одновременно отключают все три фазы защищаемого присоединения, в то время как перегорание предохранителя лишь в одной из фаз может привести к опасному для электродвигателей режиму работы на двух фазах.

В зависимости от типа автоматического выключателя в нем устанавливаются различные реле защиты прямого действия, так называемые расцепители.

Электромагнитный расцепитель для защиты от КЗ представляет собой электромагнит, который при определенном токе мгновенно притягивает якорь, вследствие чего происходит отключение автоматического выключателя.

Тепловой расцепитель представляет собой тепловое реле, принципиальная схема которого показана на рис. 2.6. Тепловое реле реагирует на количество тепла, выделяемое в его нагревательном элементе b при прохождении тока. Под действием этого тепла нагревается биметаллическая пластинка l , выполненная из двух различных металлов a и b , которые при нагревании удлиняются

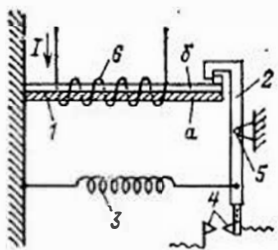


Рис. 2.6. Принципиальная схема теплового реле

в разной степени. Поскольку металл *б* удлиняется больше металла *а*, пластина *1* изгибается в сторону металла *а* и, выходя из зацепления, освобождает защелку *2*, которая, поворачиваясь под воздействием пружины *3* вокруг оси *5*, производит отключение автоматического выключателя и замыкание контакта *4*. Время срабатывания

тепловых расцепителей, с помощью которых осуществляется защита от перегрузки, тем больше, чем меньше перегрузка.

Комбинированный расцепитель, осуществляющий защиту от перегрузки и от КЗ, представляет собой комбинацию из двух расцепителей: теплового и электромагнитного.

Существуют автоматические выключатели, в которых действие электромагнитного расцепителя замедляется до 0,18—0,63 с, что позволяет осуществлять с их помощью селективную защиту отдельных участков сети.

В автоматических выключателях могут устанавливаться расцепители минимального напряжения, срабатывающие при исчезновении напряжения или при снижении его до уставки срабатывания расцепителя, а также независимый расцепитель для отключения автоматического выключателя при подаче импульса от ключа или кнопки управления.

Автоматические выключатели характеризуются следующими параметрами:

номинальным током $I_{н, ном}$, прохождение которого допустимо в течение неограниченно длительного времени;

номинальным напряжением, при котором может применяться автоматический выключатель данного типа;

предельным отключаемым током $I_{пред}$, т. е. током КЗ, который может быть отключен автоматическим выключателем.

Расцепители характеризуются следующими основными параметрами:

номинальным током $I_{расц, ном}$, прохождение которого в течение неограниченного времени не вызывает срабатывания расцепителя;

током уставки $I_{уст}$ — наименьшим значением тока, при прохождении которого расцепитель срабатывает.

2.4. ВЫБОР АВТОМАТИЧЕСКИХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

Номинальное напряжение автоматического выключателя должно быть выше или равно напряжению сети [9]:

$$U_{н, ном} \geq U_c. \quad (2.11)$$

Предельный допустимый ток автоматического выключателя должен быть больше максимального тока КЗ, который может проходить по защищаемому участку сети:

$$I_{н, пред} \geq I_{кз, max}. \quad (2.12)$$

Номинальный ток расцепителя должен быть не меньше расчетного тока, равного максимальному току, который может длительно проходить по защищаемому участку цепи с учетом возможной перегрузки:

$$I_{расц, ном} \geq I_{расч}. \quad (2.13)$$

Автоматический выключатель с таким расцепителем способен, не перегреваясь, как угодно долго пропускать расчетный ток нагрузки.

Ток уставки $I_{уст}$ электромагнитного расцепителя, с помощью которого осуществляется защита от КЗ, определяется по выражению

$$I_{уст} = k_p k_n I_n. \quad (2.14)$$

где k_p — коэффициент разброса срабатывания электромагнитных расцепителей, равный 1,15—1,2; k_n — коэффициент надежности, который принимается равным: для защиты электродвигателей 1,8—2, для защиты цепей напряжения не менее 2; для остальных цепей 1,5; I_n — максимально возможный кратковременный расчетный ток перегрузки.

Для цепей постоянного тока расчетный ток уставки принимается на 30 % больше определенного по выражению (2.14).

Уставка тока мгновенного срабатывания (отсечка), кратная номинальному току автоматического выключателя (расчетная кратность тока срабатывания электромагнитного расцепителя), определяется из выражения

$$k_{уст} = I_{уст} / I_{ном}. \quad (2.15)$$

где $I_{ном}$ — номинальный ток автоматического выключателя.

За действительную уставку отсечки $k_{уст, д}$ принимается ближайшее большее значение по паспортным данным соответствующего автоматического выключателя. При этом действительный ток срабатывания электромагнитного расцепителя будет равен:

$$I_{уст, д} = k_{уст, д} I_{ном}. \quad (2.16)$$

Ток уставки теплового расцепителя $I_{уст, т}$ выбирается по выражению

$$I_{уст, т} = k_p k_n I_n. \quad (2.17)$$

где $k_p = 1,1$; k_n принимается равным: 1 — 1,1 для неперегружаемых цепей (нагревательных элементов, оперативных цепей постоянного тока и т. п.), 1,1—1,3 для цепей, в которых возможны кратковременные перегрузки (например, при пуске электродвигателей), 0,15—0,25 для цепей, в которых ток проходит кратковременно (например, цепи электромагнитов включения выключателей); I_n — ток нагрузки или номинальный ток цепи, А.

Время срабатывания теплового расцепителя для определенного значения тока I_n определяется по защитной характеристике аналогично плавким предохранителям.

Для обеспечения селективной защиты характеристики автоматических выключателей, установленных последовательно в защищаемой сети, не должны пересекаться.

Расцепители должны обеспечивать надежную защиту от КЗ, что необходимо проверить по току, проходящему через расцепитель при КЗ в самой удаленной точке защищаемой цепи.

Чувствительность электромагнитных расцепителей проверяется у автоматических выключателей, установленных в сетях с изолированной нейтралью, по двухфазному КЗ в конце защищаемой зоны, а у автоматических выключателей, установленных в сетях с глухозаземленной нейтралью, — по однофазному и двухфазному КЗ.

Кратность тока КЗ к уставке электромагнитного расцепителя, определяющая его чувствительность, должна быть не меньше 1,5. Допускается не проверять чувствительность защиты от КЗ, поскольку она, как правило, обеспечивается в следующих случаях:

если ток уставки автоматического выключателя, имеющего только электромагнитный расцепитель, действующий мгновенно, не более чем в 4,5 раза превышает длительно допустимый ток нагрузки защищаемой линии;

если ток уставки расцепителя автоматического выключателя (с регулируемой обратно зависимой от тока характеристикой) не более чем в 1,5 раза превышает длительно допустимый ток нагрузки защищаемой линии.

2.8. ЗАЩИТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ АВТОМАТИЧЕСКИХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

Защитной характеристикой автоматического выключателя называется зависимость полного времени t с момента возникновения тока до момента срабатывания расцепителя от значения тока, проходящего через расцепитель.

Наиболее простые характеристики имеют автоматические выключатели, снабженные электромагнитными расцепителями, действующими на отключение без выдержки времени при КЗ и при перегрузке. Эти автоматические выключатели не обеспечивают селективности. К ним, в частности, относятся автоматические выключатели серии АВБ, полное время отключения которых составляет 0,06—0,095 с.

Неизбирательные автоматические выключатели, например, серий АВН, АЗ100 и другие обеспечивают защиту от КЗ без выдержки времени, а от перегрузки — с выдержкой времени, обратно зависимой от величины перегрузки. В качестве примера на рис. 2.7 приведена средняя характеристика автоматического выключателя типа АЗ120 с комбинированным расцепителем. При перегрузках кратностью $(1,3 \div 10) I_{расц, ном}$ срабатывает тепловой расцепитель (кривая *a*). При кратности тока больше $10 I_{расц, ном}$ происходит

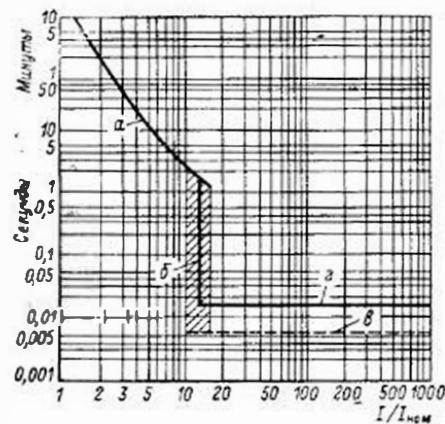


Рис. 2.7. Защитная характеристика автоматического выключателя АЗ120 с комбинированным расцепителем

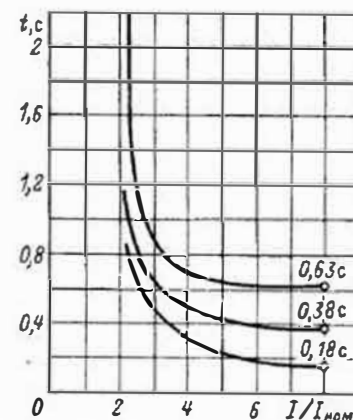


Рис. 2.8. Защитные характеристики расцепителей автоматических выключателей серии АС при уставке срабатывания $2,2 I_{ном}$

срабатывание электромагнитного расцепителя без выдержки времени. Практически возможен разброс уставок срабатывания (заштрихованная область *б*). Эта возможная погрешность, которая составляет для автоматических выключателей серии АЗ100 15—30 %, должна учитываться при выборе уставок и согласовании их характеристик.

Полное время отключения автоматических выключателей АЗ100 при срабатывании электромагнитного расцепителя составляет примерно 0,015 с (прямая *з*). Прямая *в* определяет время, необходимое для удара якоря электромагнитного расцепителя по рейке, — порядка 0,005 с, после чего отключение автоматического выключателя происходит независимо от того, будет продолжаться прохождение тока КЗ или нет.

Избирательные автоматические выключатели, действующие с выдержкой времени при перегрузках и КЗ (серии АВС), снабжены специальными часовыми механизмами, благодаря чему при токах, превышающих уставку срабатывания электромагнитного расцепителя, их отключение происходит с выдержкой времени 0,25; 0,4; 0,6 с. Избирательные характеристики, обеспечивающие трех-четырёхступенчатую защиту сети, имеют также автоматические выключатели серий АС и АМ (рис. 2.8).

Для осуществления защиты минимального напряжения, отключающей автоматический выключатель при исчезновении или значительном снижении напряжения на его зажимах, в нем может быть дополнительно установлен минимальный расцепитель. Минимальный расцепитель отключает автоматический выключатель при напряжении 50 % номинального и ниже и не препятствует его включению вручную при напряжении 70 % и выше.

2.6. СОГЛАСОВАНИЕ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ С ПРЕДОХРАНИТЕЛЯМИ, ЗАЩИЩАЮЩИМИ ТРАНСФОРМАТОРЫ

При согласовании релейной защиты с предохранителями необходимо учитывать разброс их характеристик. На рис. 2.9, а показано, как согласовывается максимальная токовая защита, имеющая независимую характеристику, с характеристикой предохранителя типа ПК, защищающего трансформатор. Согласование начинается с построения заводской характеристики предохранителя $t_n = f(I)$. Затем на вертикальной оси откладывается величина, равная $t_n - t_p - \Delta t$, где t_n — выдержка времени согласовываемой защиты; t_p — разброс реле времени защиты, принимаемый в зависимости от типа реле времени (0,12 с для ЭВ-124, 0,25 с для ЭВ-134); Δt — ступень селективности, необходимая для учета времени горения дуги в предохранителе, принимается 0,2 с.

Проводится горизонтальная линия до пересечения с характеристикой предохранителя. Точка пересечения определяет ток $I_{с.з}$, при котором вставка предохранителя сгорит за время, равное $t_n - t_p - \Delta t$.

Ток срабатывания релейной защиты с учетом разброса характеристик предохранителя и реле защиты принимается равным:

$$I_{с.з} \geq 1,3 I_{с.з} \quad (2.18)$$

Согласование характеристик токовой зависимой защиты и предохранителя показано на рис. 2.9, б.

Поскольку характеристики реле типов РТВ и РТ-85 идут более полого, чем характеристики предохранителей, их согласование по времени следует производить при токе срабатывания защиты.

Обычно защиты линий 6—10 кВ имеют в независимой части характеристики выдержки времени 0,6—1,4 с, что соответствует выдержке времени при токе срабатывания 5—10 с. Поэтому за расчетное принимается $t = 5$ с. Эта величина и откладывается по вертикальной оси (рис. 2.9, б). Точка пересечения горизонтальной линии, проведенной из точки, соответствующей 5 с, с заводской характеристикой предохранителя, определяет $I_{с.з}$. Ток срабатывания защиты выбирается по условию:

$$I_{с.з} \geq 1,4 I_{с.з} \quad (2.19)$$

Точка с координатами 5 с и $I_{с.з}$ определяет начало зависимой характеристики защиты. Остальные точки характеристики строятся по данным завода, а при наладке — по данным измерений. При наладке следует обязательно измерить время срабатывания защиты и убедиться, что оно не меньше 5 с.

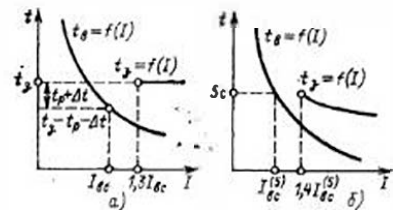


Рис. 2.9. Согласование релейной защиты с предохранителем: а — независимая защита; б — зависимая защита

3.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Согласно принятой терминологии наименование реле присвоено большой группе автоматических приборов управления, обладающих релейным действием, под которым понимается скачкообразное изменение состояния управляемой цепи (например, ее замыкание или размыкание) при заданных значениях величин, характеризующих определенное отклонение режима контролируемого объекта.

Релейная защита и автоматика включают в себя комплекс реле различного назначения, которые действуют совместно в заданной последовательности и зависимости друг от друга или, как принято говорить, по заданной программе. В устройствах релейной защиты и автоматики реле замыкают или размыкают различные электрические цепи или иным способом скачкообразно изменяют их состояние (например, скачкообразно изменяют их сопротивление) для механических воздействий на силовые аппараты (выключатели и др.).

В устройствах релейной защиты применяются электрические, механические и тепловые реле.

Электрические реле реагируют на электрические величины: ток, напряжение, мощность, частоту, сопротивление, угол между током и напряжением или двумя токами, как двумя напряжениями.

Механические реле реагируют на неэлектрические величины: давление, скорость истечения жидкости или газа, частоту вращения, уровень жидкости и т. д.

Тепловые реле реагируют на количество выделенного тепла или изменение температуры.

Наибольшее распространение в релейной защите получили электрические реле, которые выполняются главным образом на электромагнитном и индукционном принципах. Все более широкое распространение получают поляризованные и магнитоэлектрические реле, включаемые в цепи переменного тока через выпрямители, а также полупроводниковые реле на электронной элементной базе.

3.2. ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ РЕЛЕ

Основные типы электромагнитных реле. На электромагнитном принципе выполняются реле трех основных типов: с втягивающимся якорем, с поворотным якорем и с испоречным движением якоря.

Реле с втягивающимся якорем (рис. 3.1) состоит из неподвижного сердечника (полюса) 1, катушки (обмотки) 7, стального якоря 2, подвижного контакта 4, укрепленного на якоре с помощью изоляционной планки, неподвижных контактов 3, упора 6 и противодействующей пружины 5. При отсутствии тока в реле якорь под влиянием пружины и собственной массы находится в нижнем положении, на упоре. При подаче тока в катушку реле возникает магнитный поток, который намагничивает сердечник 1 и якорь 2. В результате этого якорь притягивается к сердечнику и укрепленный на нем контакт 4 замыкает контакты 3.

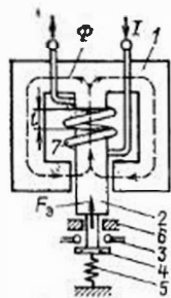


Рис. 3.1. Принцип действия электромагнитного реле с втягивающимся якорем

С помощью электромагнитной системы такого типа выполняются реле прямого действия (см. рис. 3.7—3.11), отключающие и включающие электромагниты приводов выключателей и другие аппараты.

Реле с поворотным якорем (рис. 3.2, а) и реле с поперечным движением якоря (рис. 3.2, б) состоят из стального сердечника (магнитопровода) 1, катушки (обмотки) 7, стального якоря 2, подвижного контакта 4, укрепленного на якоре (рис. 3.2, а) или на оси якоря (рис. 3.2, б), неподвижных контактов 3, упоров 6 и противодействующей пружины 5. Действие этих реле аналогично действию рассмотренного выше реле с втягивающимся якорем. Сила притяжения, действующая на якорь электромагнитных реле, определяется выражением

$$F_3 = k \frac{I^2 \omega^2}{l^2}, \quad (3.1)$$

где k — коэффициент пропорциональности, учитывающий магнитные свойства стали и особенности конструктивного выполнения реле.

Ток срабатывания и ток возврата реле. Момент притяжения якоря реле к неподвижному сердечнику называется моментом срабатывания реле, а наименьший ток, при котором оно срабатывает, называется током срабатывания реле и обозначается $I_{с.р.}$. Пограничное условие срабатывания реле наступает, когда электромагнитная сила F_3 , с которой якорь притягивается к неподвижному сердечнику, становится равной противодействующей механической силе F_M , складывающейся из силы пружины и массы якоря, т. е. когда $F_3 = F_M$. Подставляя это условие в выражение (3.1), получаем:

$$k \frac{I^2 \omega^2}{l^2} = F_M$$

откуда

$$I_{с.р.} = \sqrt{\frac{F_M l^2}{k \omega^2}}. \quad (3.2)$$

Если после срабатывания реле постепенно уменьшать ток в его обмотке, то электромагнитная сила будет уменьшаться и, когда она станет меньше противодействующей механической силы, якорь реле вернется в исходное положение. Момент возвращения якоря в исходное положение называется моментом возврата реле, а наибольший ток, при котором происходит возврат реле, называется током возврата реле и обозначается $I_{в.р.}$

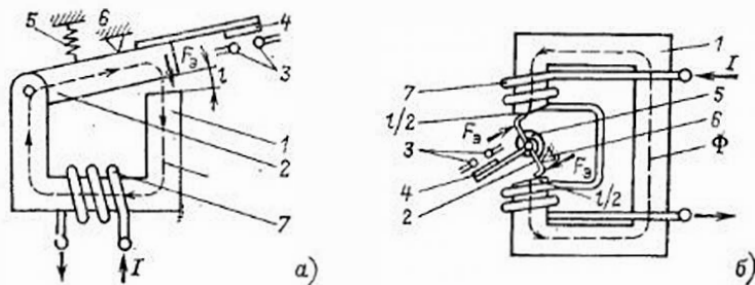


Рис. 3.2. Принцип действия электромагнитных реле: а — с поворотным якорем; б — с поперечным движением якоря

Отношение тока возврата к току срабатывания называется коэффициентом возврата реле:

$$k_R = I_{в.р.} / I_{с.р.} \quad (3.3)$$

Выше были рассмотрены электромагнитные реле, которые срабатывают при увеличении тока, проходящего в обмотке реле. Такие реле называются реле увеличения тока (напряжения), или реле тока (напряжения) максимума. У максимальных реле ток (напряжение) срабатывания больше тока (напряжения) возврата, поэтому коэффициент возврата у этих реле всегда меньше единицы.

Электромагнитные реле этих же конструкций могут работать с нормально притянутым якорем. В этих случаях обмотка реле постоянно обтекает током такой величины, при которой F_3 превышает F_M и исходным рабочим положением реле является положение, когда якорь реле притянут к сердечнику и связанный с ним контакт 4 (рис. 3.1, 3.2) замыкает неподвижные контакты 3.

Реле срабатывает, когда ток в обмотке уменьшается до значения, при котором F_3 становится меньше F_M . Наибольшее значение этого тока называется током срабатывания. Реле возвращается в исходное положение, когда ток в обмотке опять возрастет и F_3 превысит F_M . Наименьшее значение этого тока называется током возврата реле.

Таким образом, рассмотренные реле срабатывают при уменьшении тока в обмотках и поэтому называются реле уменьшения тока (напряжения), или реле тока (напряжения) минимума. У минимальных реле ток срабатывания меньше тока возврата, поэтому коэффициент возврата у этих реле больше единицы.

Способы регулирования тока срабатывания. Из выражения (3.2), показывающего, от каких факторов зависит ток срабатывания, видно, что значение тока срабатывания можно регулировать (изменять) следующими способами:

1) изменением противодействующей механической силы, что достигается изменением натяжения противодействующей пружины 5 (рис. 3.1 и 3.2). Чем сильнее натянута пружина, тем больший ток нужно пропустить через обмотку реле для создания электромагнитной силы, достаточной для преодоления увеличенной противодействующей силы пружины. Следовательно, при увеличении натяжения пружины ток срабатывания реле увеличивается;

2) изменением расстояния l (рис. 3.1) между якорем и неподвижным сердечником. Чем больше l , тем больший ток необходим для создания электромагнитной силы, достаточной для притяжения якоря. Следовательно, при увеличении первоначального расстояния между якорем и сердечником ток срабатывания реле увеличивается;

3) изменением числа витков обмотки реле. Чем больше витков будет иметь обмотка реле, тем меньший ток необходим для создания той же электромагнитной силы, значение которой пропорционально произведению тока на число витков.

Работа электромагнитных реле на переменном токе. При периодическом изменении направления переменного тока, проходящего по обмотке электромагнитного реле, также периодически изменяется полярность намагничивания сердечника и якоря реле. Поэтому сердечник и якорь всегда обращены друг к другу разноименными полюсами и притягиваются. Следовательно, направление силы притяжения якоря не зависит от направления тока в обмотке реле, и поэтому электромагнитные реле могут применяться в цепях как постоянного, так и переменного тока.

Однако при включении обмотки электромагнитного реле в цепь переменного тока сила притяжения якоря также будет переменной по величине и, как показано на рис. 3.3, будет изменяться с двойной частотой от нуля до наибольшего значения. Таким образом, если частота переменного тока составляет 50 Гц, то сила притяжения якоря будет 100 раз в течение 1 с достигать наибольшего значения и 100 раз становиться равной нулю.

Вследствие этого, когда электромагнитная сила притяжения F_3 , уменьшаясь, становится меньше противодействующей силы F_M , создаваемой пружинной и массой якоря, якорь будет отходить, а затем вновь притягиваться при нарастании силы притяжения. Эти колебания якоря (вибрация) ухудшают работу контактов реле, вызывают их подгорание. Особенно нежелательна вибрация у реле, работающих нормально с притянутым якорем (например, магнитные пускатели).

Для устранения вибрации на часть полюса сердечника насаживается медный короткозамкнутый виток, называемый экраном (рис. 3.4). Благодаря этому магнит-

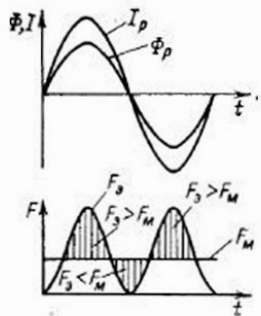


Рис. 3.3. Характер изменения магнитного потока сердечника Φ_p и силы притяжения якоря F_3 во времени при включении обычного электромагнитного реле на напряжение переменного тока

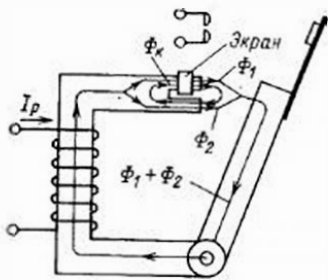


Рис. 3.4. Электромагнитное реле с поворотным якорем и короткозамкнутым витком (экраном)

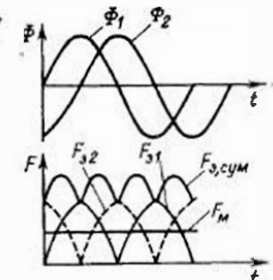


Рис. 3.5. Характер изменения магнитных потоков сердечника Φ_1 и Φ_2 и сил притяжения F_{31} , F_{32} , $F_{3, \text{сум}}$ электромагнитного реле с экраном

ный поток, создаваемый током, проходящим по обмотке реле, расщепляется на два потока Φ_1 и Φ_2 , сдвинутые между собой на некоторый угол. Каждый магнитный поток будет создавать силу притяжения якоря F_{31} и F_{32} . В результате суммарная сила притяжения $F_{3, \text{сум}}$, равная $F_{31} + F_{32}$ (рис. 3.5), будет иметь незначительные колебания и всегда будет превышать противодействующую силу пружины и массы якоря F_m .

3.3. ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ ИНДУКЦИОННЫХ РЕЛЕ

На индукционном принципе выполняются реле двух основных типов: с вращающимся диском и с вращающимся цилиндрическим ротором. Первый тип используется для изготовления максимального реле тока с зависимой от тока характеристикой выдержки времени, а второй широко применяется для изготовления реле направления мощности и реле сопротивления.

Индукционное реле состоит из неподвижного магнитопровода с обмотками, подключенными к контролируемой цепи, и подвижной части, выполняемой в виде металлических, хорошо проводящих ток диска или цилиндра, расположенных на оси, к которой присоединены подвижные контакты реле. При подаче в обмотки реле переменных токов в магнитопроводе возникает переменные магнитные потоки, которые индуцируют токи в подвижном диске или цилиндре. В результате взаимодействия этих индуцированных токов и магнитных потоков возникает вращающий момент на оси реле, под влиянием которого подвижная часть может вращаться или поворачиваться на определенный угол. Очевидно, что индукционные реле могут работать только на переменном токе.

Для получения вращающего момента на оси подвижной части индукционного реле необходимо создать [1—3, 10] не менее двух магнитных потоков, сдвинутых относительно друг друга в пространстве и по фазе. Большинство индукционных реле выполняется с двумя магнитными потоками. В этих реле вращающий момент на оси подвижной части возникает в результате взаимодействия каждого магнитного потока с током, индуцированным в диске или цилиндре реле вторым магнитным потоком.

На рис. 3.6 показан принцип устройства индукционного реле с вращающимся диском, реагирующего на одну электрическую величину, например на ток. Реле состоит из алюминиевого диска 1 с укрепленной на его оси контактной системой 2 и магнитопровода 4 с обмоткой 3. На часть сечения полюсов магнитопровода насажены массивные медные короткозамкнутые витки (экраны) 5.

При прохождении по обмотке реле переменного тока возникает магнитный поток Φ , который замыкается по экранированной и неэкранированной частям по-

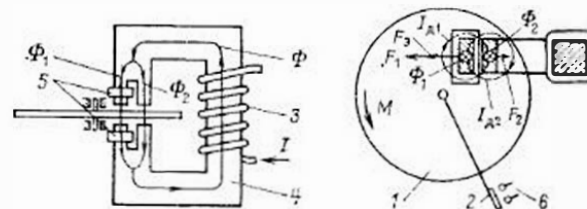


Рис. 3.6. Принцип действия индукционного реле с диском

люсов. Вследствие этого в экранах индуцируется ЭДС и проходит ток, который создает вокруг себя магнитное поле. В результате сложения магнитного потока от этого индуцированного в экране тока с магнитным потоком магнитопровода Φ суммарный магнитный поток в экранированной части полюсов Φ_1 отличается по фазе от магнитного потока в неэкранированной части полюсов Φ_2 на угол ψ . Таким образом, образуются условия, необходимые для работы индукционного реле, а именно: наличие двух пересекающихся подвижный диск магнитных потоков, сдвинутых один относительно другого в пространстве и по фазе.

В результате взаимодействия магнитного потока Φ_1 с током $I_{\Delta 2}$, индуцированным в диске магнитным потоком Φ_2 , и взаимодействия магнитного потока Φ_2 с током $I_{\Delta 1}$, индуцированным в диске магнитным потоком Φ_1 , на диск, который является подвижной частью реле, действуют силы:

$$\hat{F}_1 = k\dot{\Phi}_1 I_{\Delta 2}$$

и

$$\hat{F}_2 = k\dot{\Phi}_2 I_{\Delta 1}$$

Суммарная сила \hat{F}_3 , равная геометрической сумме сил \hat{F}_1 и \hat{F}_2 , всегда направлена от неэкранированной части полюсов к экранированной. Под воздействием этой силы на оси диска образуется вращающий момент $M_{вр}$, диск начинает вращаться и с помощью подвижных контактов 2 замыкает неподвижные контакты 6.

Общее выражение для вращающего момента индукционного реле имеет вид [1—3]:

$$M_{вр} = k\dot{\Phi}_1 \dot{\Phi}_2 \sin \psi, \quad (3.4)$$

где k — коэффициент пропорциональности; $\dot{\Phi}_1$ и $\dot{\Phi}_2$ — магнитные потоки, воздействующие на подвижную часть реле; ψ — угол сдвига фаз между магнитными потоками.

Из выражения (3.4) следует, что когда отсутствует сдвиг фаз между потоками $\dot{\Phi}_1$ и $\dot{\Phi}_2$, т. е. когда угол $\psi = 0$, то $\sin \psi = 0$ и все выражение обращается в нуль, т. е. $M_{вр} = 0$. Вращающий момент максимален при $\psi = 90^\circ$, когда $\sin \psi = 1$.

На рис. 3.27 показан принцип устройства индукционного реле с цилиндрическим ротором, у которого магнитные потоки $\dot{\Phi}_1$ и $\dot{\Phi}_2$ сдвинуты в пространстве на угол 90° за счет специальной конструкции магнитной системы реле, а фазовый сдвиг между ними достигается соответствующим включением обмоток. Магнитные потоки $\dot{\Phi}_1$ и $\dot{\Phi}_2$ индуцируют в стенках цилиндрического ротора ЭДС и токи, которые, взаимодействуя с этими магнитными потоками, создают на роторе вращающий момент так же, как на диске рассмотренного выше реле.

3.4. КЛАССИФИКАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РЕЛЕ

Все реле делятся по назначению на три группы: основные реле, непосредственно реагирующие на изменение контролируемых величин, например тока, напряжения, мощности, частоты, сопротивления и т. д.;

вспомогательные реле, управляемые другими реле и выполняющие функции введения выдержки времени, размножения контактов, передачи команд от одних реле к другим, воздействия на выключатели, сигналы и т.п.;

сигнальные (указательные) реле, фиксирующие действие защиты и управляющие звуковыми и световыми сигналами.

Все реле имеют воспринимающий орган, который непосредственно воспринимает изменения электрических величин, подведенных к реле, и производит соответствующие им изменения в других органах или частях реле, и исполнительный орган, который, воздействуя на внешние цепи, производит отключение выключателей, подачу предупредительных сигналов или запуск других реле. Исполнительным органом являются контакты реле. Кроме того, некоторые реле имеют орган замедления или выдержки времени.

В зависимости от электрической величины, на которую реагирует воспринимающий орган, электрические реле бывают: тока, напряжения, мощности, сопротивления и частоты, а по характеру изменения воздействующей величины делятся на реле увеличения величины, или максимальные, и реле уменьшения величины, или минимальные.

Максимальные реле срабатывают, когда значение воздействующей величины превосходит заданную, а минимальные — когда значение воздействующей величины снижается ниже заданной.

По способу включения воспринимающего органа различаются реле первичные, у которых воспринимающий орган включается непосредственно в цепь защищаемого элемента, и вторичные, у которых воспринимающий орган включается через измерительные трансформаторы тока и напряжения.

По способу воздействия исполнительного органа различаются реле прямого действия, у которых исполнительный орган отключает выключатель путем механического воздействия, и реле косвенного действия, исполнительный орган которых воздействует на привод выключателя с помощью оперативного тока.

Практическое применение получили следующие три группы реле:

1) первичные реле прямого действия. В эту группу входят максимальные реле тока, действующие мгновенно и с замедлением, реле минимального напряжения мгновенного действия и электротепловые реле. Первичные реле прямого действия встраиваются непосредственно в выключатели, автоматические выключатели и магнитные пускатели (см. гл. 2);

2) вторичные реле прямого действия. В эту группу также входят максимальные реле тока и напряжения, действующие мгновенно и с выдержкой времени. Реле выполняются на электромагнитном принципе и встраиваются в приводы выключателей;

3) вторичные реле косвенного действия. В эту основную и наиболее многочисленную группу входят реле всех типов — тока, напряжения, мощности, сопротивления и частоты, а также промежуточные реле времени и сигнальные реле.

3.5. ВТОРИЧНЫЕ РЕЛЕ ПРЯМОГО ДЕЙСТВИЯ

Схема включения. Принципиальная схема включения вторичного реле максимального тока прямого действия приведена на рис. 3.7. Обмотка реле 1, подключенная к вторичной обмотке трансформатора тока 5, обтекает вторичным током и отделена от высокого напряжения и токоведущих частей. При увеличении тока в реле до тока срабатывания якорь 2 преодолевает усилие пружины 6, вытягивается и ударяет бойком 3 по защелке 4, удерживающей механизм привода выключателя во включенном положении. Защелка, поворачиваясь, освобождает механизм привода выключателя и выключатель отключается под действием пружины 7.

После отключения выключателя прохождение тока в обмотке реле прекращается и сердечник с бойком и защелка возвращаются в исходное положение. Таким образом, реле при срабатывании производит непосредственное отключение выключателя путем механического воздействия на его привод, развивая при этом значительное усилие — порядка 4,9—9,8 Н и более. Для создания такого усилия реле потребляет от трансформаторов тока большую мощность, достигающую 50 В·А и более.

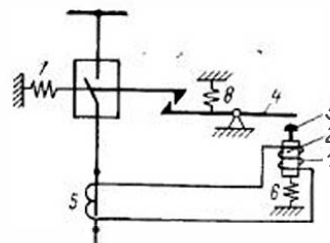


Рис. 3.7. Принципиальная схема включения вторичного реле максимального тока прямого действия

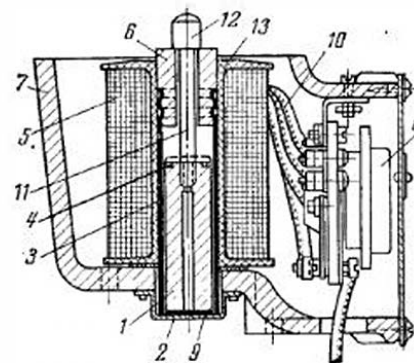


Рис. 3.8. Вторичное реле максимального тока прямого действия, мгновенное, типа РТМ, устанавливаемое в привод ПРБА

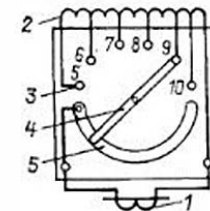


Рис. 3.9. Схема включения переключателя числа витков поворотного типа реле прямого действия

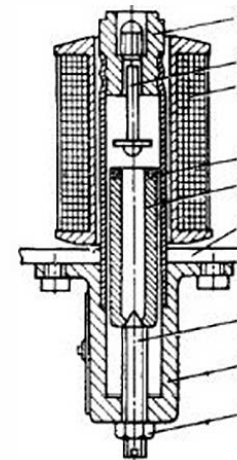


Рис. 3.10. Реле типа РТМ с плавной регулировкой тока срабатывания

Максимальное реле тока мгновенного действия типа РТМ. Устройство максимального реле тока мгновенного действия типа РТМ показано на рис. 3.8. Реле встраивается непосредственно в привод выключателя и поэтому называется встроенным [11, 12]. Внутри обмотки 5, намотанной на цилиндрическом каркасе 13, расположен стальной сердечник (якорь) 1 с бойком 11, который может перемещаться вдоль латуной гильзы 3 к неподвижному полюсу 6. Латунная шайба 4, расположенная в верхней части якоря, предотвращает его прилипание к неподвижному полюсу. Реле устанавливается в корпусе привода 7 и в нижней части закрывается крышкой 2 с прокладкой 9. Отпаек обмотки 10 выведены на переключатель числа витков 8. При увеличении тока в реле до тока срабатывания якорь притягивается к неподвижному полюсу и, ударяя головкой бойка 12 по рычажку отключающего валика привода, производит отключение выключателя.

Ток срабатывания реле регулируется ступенями изменением числа витков обмотки. Переключение витков обмотки производится специальными переключателями различных конструкций. Схема переключателя поворотного типа приведена на рис. 3.9. Обмотка реле 2, подключенная к ТТ 1, имеет контактные кнопки 3, на которых указаны значения $I_{ср}$ (5—10). Переключения осуществляются контактной щеткой 4, перемещающейся по контактной шинке 5.

Другая конструкция реле типа РТМ показана на рис. 3.10. Реле состоит из обмотки 3 без отпаяк, якоря 5 с короткозамкнутым витком 4, неподвижного полюса 1, бойка 2, регулирующего винта 7 с гайкой 8 и стержня 9. Реле устанавливается в корпусе привода 6. В отличие от реле первой конструкции якорь этого реле не имеет жесткой связи с бойком. Ток срабатывания реле регулируется

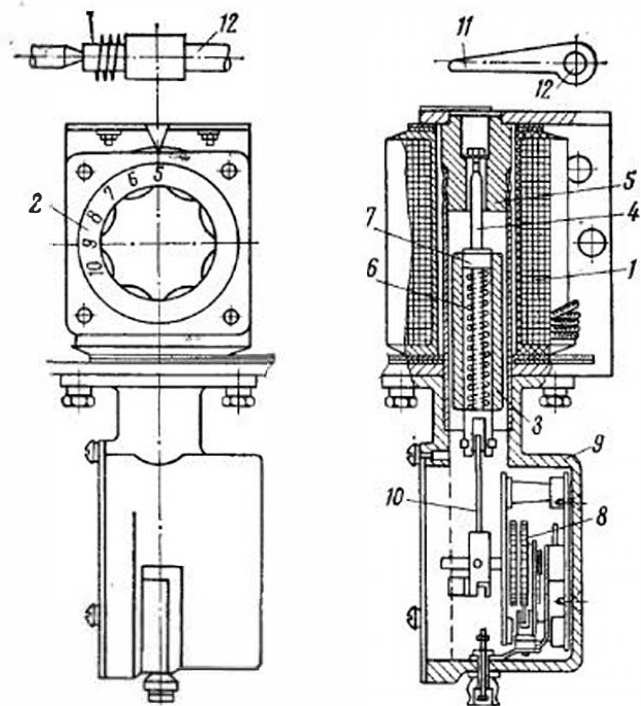


Рис. 3.11. Вторичное реле максимального тока прямого действия с зависимой характеристикой времени срабатывания типа РТВ

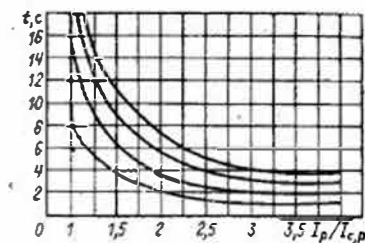
плавно изменением начального расстояния между якорем и неподвижным полюсом при помощи регулировочного винта 7. У некоторых реле такой конструкции обмотка выполняется с тремя-четырьмя отпайками. У этих реле ток срабатывания регулируется отпайками и плавно регулировочным винтом.

Максимальное реле тока с зависимой характеристикой времени срабатывания типа РТВ. На рис. 3.11 показано максимальное реле тока прямого действия типа РТВ [11, 12], имеющее ограниченно зависимую характеристику времени срабатывания. Это реле также встраивается в приводы выключателей.

Реле состоит из следующих основных частей: обмотки 1 с ответвлениями, которые выведены на поворотный переключатель 2, для изменения тока срабатывания; якоря 3 с боек 4; неподвижного полюса 5; спиральной пружины 6, которая в нижней части связана с якорем, а в верхней упирется в стопорное кольцо 7, находящееся на бойке; часового механизма 8, расположенного в отдельном корпусе 9 и связанного с якорем тягой 10.

При увеличении тока в реле до тока срабатывания якорь притягивается к неподвижному полюсу. При этом усилие, возникающее на якорь, передается на боек через пружину 6. Пружина выбирается таким образом, чтобы при токе в реле, равном трехкратному значению тока срабатывания, она не сжималась и действовала как жесткая связь. Поэтому при указанных значениях тока в реле пружина при движении якоря к неподвижному полюсу толкает боек и перемещает его вверх. Однако поскольку якорь связан с часовым механизмом, то якорь и боек движутся замедленно по мере хода часового механизма. При истечении определенной выдержки времени якорь и вместе с ним боек освобождаются и, получив возможность свободного движения, с силой ударяют по рычажку 11 отключающего валика 12, чем производят отключение выключателя.

Рис. 3.12. Характеристики зависимости времени срабатывания реле РТВ от кратности тока в обмотке I_D к току срабатывания $I_{с,р}$



Скорость движения якоря до момента расцепления с часовым механизмом зависит от значения тока в реле. Поэтому с изменением тока выдержка времени реле также изменяется. Чем больше ток в обмотке реле, тем быстрее выводится якорь из зацепления с часовым механизмом и тем с меньшей выдержкой времени срабатывает реле. Поэтому с увеличением тока выдержка времени уменьшается, образуя зависимую часть характеристики. Начиная с тока, примерно равного трехкратному току срабатывания, электромагнитная сила, воздействующая на якорь, достигает такого значения, что якорь сразу притягивается к неподвижному полюсу, сжимая пружину 6. При этом работа часового механизма будет происходить под воздействием силы сжатой пружины, которая не зависит от значения тока в реле. Поэтому независимо от значения тока реле будет срабатывать с одной и той же неизменной выдержкой времени, образуя независимую часть характеристики. Типовые характеристики времени срабатывания реле типа РТВ приведены на рис. 3.12.

Реле минимального напряжения типов РНМ и РНВ. Устройство встроенных реле минимального напряжения прямого действия показано на рис. 3.13 [11, 12].

Реле мгновенного действия типа РНМ показано на рис. 3.13, а. Обмотка реле 1 постоянно находится под нормальным напряжением, вследствие чего якорь 3 притянут к неподвижному полюсу 2. Пружина 6, связанная с бойком 4, находится в сжатом состоянии и удерживается системой рычагов 5.

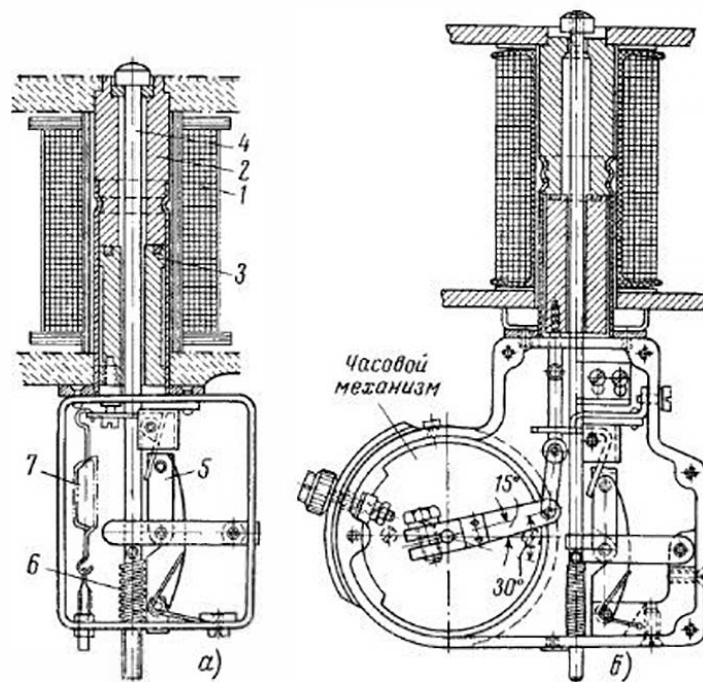


Рис. 3.13. Реле минимального напряжения прямого действия:

а — мгновенного действия типа РНМ; б — с зависимой характеристикой времени срабатывания типа РНВ

связанная с якорем, растянута и тянет якорь вниз. При понижении напряжения электромагнитная сила уменьшается и, когда она становится меньше противодействующей силы пружины 7, якорь опускается. При этом система рычагов 5 освобождает пружину 6, под действием которой боек 4 движется вверх и производит отключение выключателя.

На рис. 3.13, б показано реле минимального напряжения с выдержкой времени типа РНВ, которое отличается от рассмотренного реле типа РНМ наличием часового механизма, аналогичного реле типа РТВ.

3.6. ВТОРИЧНЫЕ РЕЛЕ ТОКА, НАПРЯЖЕНИЯ И МОЩНОСТИ КОСВЕННОГО ДЕЙСТВИЯ

Схема включения. Принципиальная схема включения вторичного реле максимального тока косвенного действия на оперативном постоянном токе приведена на рис. 3.14. В отличие от реле прямого действия реле косвенного действия не производит сами отключение выключателя. Для этой цели в приводе имеется специальный отключающий электромагнит 2, а реле 1 имеет вместо бойка контакты, которыми оно при срабатывании замыкает цепь обмотки отключающего электромагнита на аккумуляторную батарею, являющуюся источником оперативного тока.

Для облегчения конструкции реле его контакты не рассчитываются на размыкание цепи обмотки отключающего электромагнита, в которой проходит большой ток — до 10 А. Размыкание этой цепи производит специальный вспомогательный контакт привода 3, который размыкается при отключении выключателя. Поэтому при возврате реле в исходное положение его контакты размыкаются при отсутствии тока.

Вторичные реле производят незначительную работу и поэтому могут быть выполнены весьма точными и чувствительными при небольших размерах. Кроме того, их легко соединять в различные схемы. Благодаря этим положительным свойствам вторичные реле косвенного действия являются основным типом реле и получили наиболее широкое применение для релейной защиты и автоматики.

Недостатком реле косвенного действия является необходимость источника оперативного тока (см. гл. 5) и прокладки контрольного

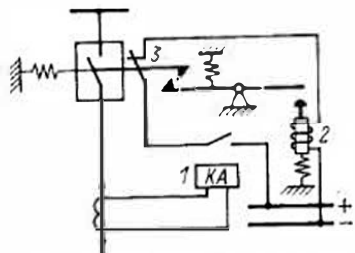


Рис. 3.14. Принципиальная схема включения вторичного реле максимального тока косвенного действия на оперативном постоянном токе

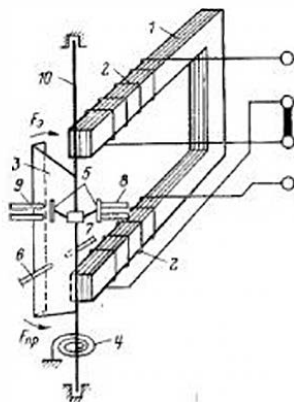


Рис. 3.15. Принцип устройства электромагнитного токового реле типа РТ-40 и реле напряжения типа РН-50

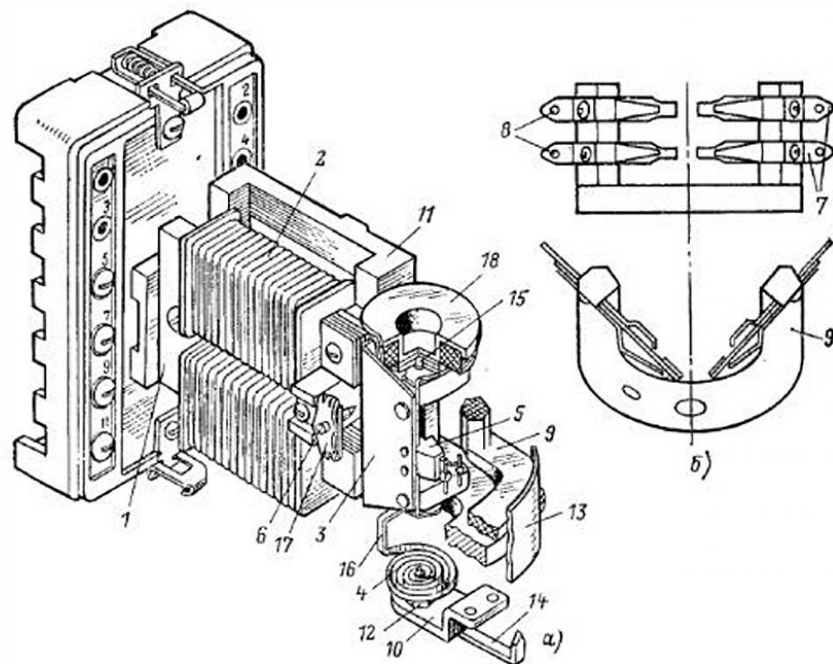


Рис. 3.16. Конструктивное выполнение реле типов РТ-40 и РН-50:

а — общий вид; б — крепление неподвижных контактов; 1 — электромагнит; 2 — катушки обмотки; 3 — якорь; 4 — спиральная пружина; 5 — подвижный контакт; 6 — левый упор; 7 — правая пара неподвижных контактов; 8 — левая пара неподвижных контактов; 9 — изоляционная колодка; 10 — держатель пружины; 11 — алюминиевая стойка; 12 — шестигранная втулка; 13 — шкала уставок; 14 — указатель (поводок); 15 — верхняя полюсь; 16 — хвостовик; 17 — пластины; 18 — гаситель вибрации

кабеля для соединения реле с источником оперативного тока и с приводом выключателя.

Электромагнитное реле мгновенного действия типов РТ-40 и РН-50. Электромагнитные реле типов РТ-40 и РН-50 выполнены на электромагнитной системе с поперечным движением якоря. Принцип устройства реле РТ-40, РН-50 показан на рис. 3.15, а конструктивное выполнение — на рис. 3.16 [2, 13].

Реле состоит из следующих основных частей (деталей): электромагнита 1 с обмоткой 2, состоящей из двух катушек, расположенных на верхнем и нижнем стержнях электромагнита; стального якоря 3, жестко укрепленного на оси 10; подвижных контактных мостиков 5, укрепленных на якоре с помощью изоляционной колодки; спиральной противодействующей пружины 4, связанной внутренним концом с осью якоря; неподвижных контактов 7, 8 и упорных винтов 6, ограничивающих ход якоря.

На якорь действуют электромагнитная сила F_z [см. (3.1)] и противоположная по направлению механическая сила пружины $F_{пр}$. Якорь притягивается к электромагниту, и реле, срабатывая, размыкает контакты 7 и замыкает контакты 8 при токе в реле, при котором $F_z > F_{пр}$.

При прохождении по обмоткам электромагнита тока электромагнит стремится притянуть якорь к полюсам, т. е. повернуть его вместе с осью по часовой стрелке. Этому препятствует спиральная пружина. Усилие, действующее на якорь от электромагнита (электромагнитный момент), зависит от числа витков обмотки, значения тока в обмотке и угла поворота якоря (см. формулу (3.1)), а усилие от пружины (противодействующий момент) — от начальной затяжки пружины, угла и поворота якоря.

При отсутствии тока в обмотке или его малом значении якорь под воздействием пружины находится в крайнем левом положении. С увеличением тока электромагнитный момент возрастает и, когда он превысит противодействующий момент пружины, якорь втягивается под полюсы и поворачивает ось с подвижным контактным мостиком, который при этом замыкает неподвижные контакты. Момент замыкания контактов называется моментом срабатывания реле. Наименьший ток, при котором реле срабатывает, называется током срабатывания $I_{с.р.}$, а наибольший ток, при котором реле возвращается в исходное положение, — током возврата $I_{в.р.}$.

Отношение

$$k = I_{в.р.}/I_{с.р.} \quad (3.5)$$

так же, как у реле прямого действия, называется коэффициентом возврата.

Уставки срабатывания токовых реле РТ-40 регулируются изменением натяжения пружины с помощью поводка 14 (рис. 3.16) и изменением соединения катушек обмотки реле (последовательно или параллельно), что изменяет пределы шкалы в 2 раза. Нанесенные на шкале установки соответствуют последовательному соединению катушек. При параллельном соединении установки шкалы удваиваются. Коэффициент возврата у максимальных реле не менее 0,8, у минимальных — не более 1,2.

Для гашения вибрации контактов при ударах якоря об упоры у токовых реле РТ-40 имеется специальное механическое устройство — гаситель вибрации 18 (рис. 3.16). Гаситель вибрации представляет собой небольшой полый цилиндр, укрепленный на одной оси с якорем и заполненный песком. При срабатывании реле песок поглощает энергию удара якоря об упоры, чем предотвращается его отскакивание и вибрация контактов.

Реле напряжения переменного тока типов РН-53 и РН-54 выполнены конструктивно так же, как реле РТ-40. Отличием является отсутствие гасителя вибрации и иная схема включения обмоток. У этих реле, которые постоянно находятся под напряжением, для снижения вибрации подвижной системы обмотка реле OP включена в сеть переменного тока не непосредственно, а через выпрямитель VS , как показано на рис. 3.17. Выпрямитель выполнен по схеме двухполупериодного выпрямления, получившей название однофазного моста. В плечи моста включены полупроводниковые диоды 1—4 (германиевые или кремниевые), которые пропускают ток только в одном направлении (в сторону острия треуголь-

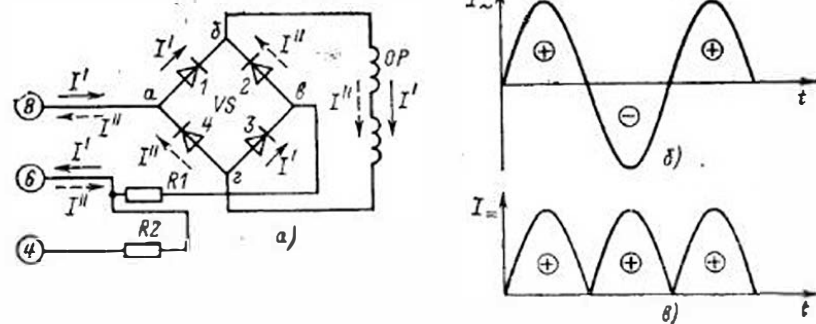


Рис. 3.17. Схема включения обмоток реле максимального напряжения типа РН-53 и минимального напряжения типа РН-54 через выпрямитель:

а — схема включения; б — переменный ток на входе выпрямителя; в — выпрямленный ток в обмотке реле

ника, условно обозначающего диод). К одной диагонали моста (точки a, a) подводится переменное напряжение, а к другой (точки b, z) — подключается обмотка реле с последовательно соединенными катушками.

Процесс выпрямления происходит следующим образом: в первый, положительный полупериод переменный ток I' подходит к точке a , далее проходит через диод 1, затем через обмотку реле — в направлении, указанном сплошной стрелкой, затем через диод 3 и выходит обратно в сеть через точку b . Во второй (отрицательный) полупериод переменный ток I'' имеет обратное направление, т. е. подходит к точке a , далее проходит через диод 2, затем через обмотку реле в том же направлении (пунктирная стрелка), что и во время первого полупериода, затем проходит через диод 4 и выходит в сеть через точку a .

Таким образом, несмотря на то, что переменный ток имеет в течение периода различное направление, выпрямленный ток в обмотке реле проходит в одном и том же направлении, т. е. имеет пульсирующий характер, как показано на диаграмме рис. 3.17, а.

Реле типа РН-53 имеет коэффициент возврата не ниже 0,8, а реле типа РН-54 — не выше 1,25. Уставки реле РН-53, РН-54 регулируются изменением натяжения пружины с помощью поводка 14 (рис. 3.16) и с помощью включения одного или двух дополнительных резисторов $R1, R2$ в цепи обмотки реле (рис. 3.17, а), что изменяет предел шкалы уставок в 2 раза.

Кроме рассмотренных, выпускаются реле напряжения постоянного тока типа РН-51 и специальные реле переменного тока типа РН-58 с повышенным коэффициентом возврата — 0,95 [10, 13].

Комбинированные токовые реле типов РТ-80 и РТ-90. Реле типов РТ-80 и РТ-90 по принципу действия являются комбинированными и состоят из двух элементов: индукционного и электромагнитного. Конструктивное выполнение реле РТ-80 и РТ-90 показано на рис. 3.18 [2].

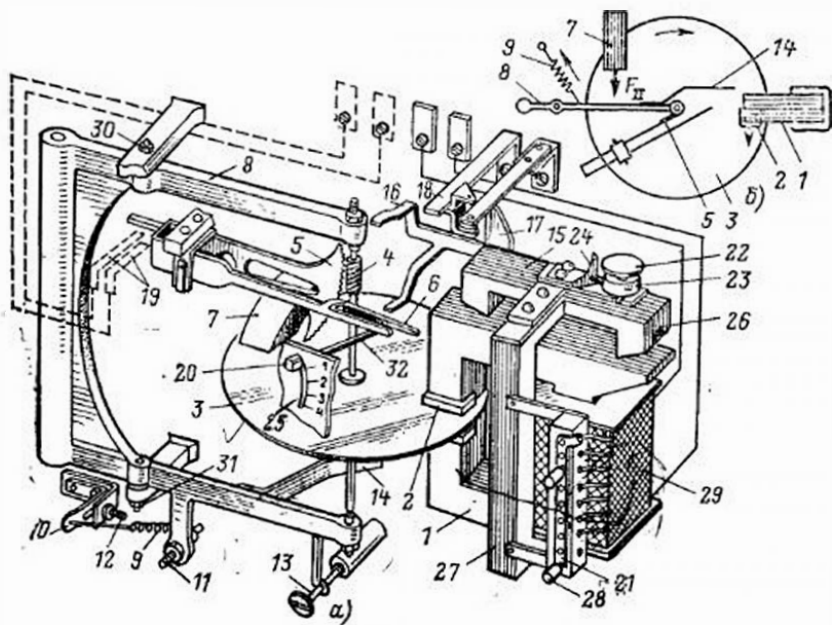


Рис. 3.18. Устройство комбинированного токового реле с зависимой характеристикой времени срабатывания в отсечке типа РТ-80:

а — конструктивное выполнение реле; б — силы, действующие на диск

Индукционный элемент состоит из электромагнита 1 с двумя короткозамкнутыми витками (экранами) 2 на его верхнем и нижнем полюсах; подвижной рамки 8, которая может поворачиваться на своей оси на небольшой угол в подпятниках 30 и 31; алюминиевого диска 3, укрепленного вместе с червяком 4 на оси, вращающейся в подпятниках, расположенных в теле рамки; стальной скобы 14, укрепленной на рамке; зубчатого сектора 5, свободно лежащего на движке 32; тормозного постоянного магнита 7; устройства для регулировки времени срабатывания, состоящего из шкалы 25, винта 20 и движка 32; пружины 9, закрепленной на уголке 10 и удерживающей рамку в начальном положении; винтов 11, 12 и 13 для регулировки угла поворота рамки; сигнальных контактов 19, замыкающихся рычагом зубчатого сектора (только у реле типов РТ-83, РТ-84, РТ-86).

Электромагнитный элемент, представляющий собой токовое реле мгновенного действия, состоит из стального якоря 15 с укрепленным на нем коромыслом 16 для поворота якоря и короткозамкнутым витком 26 для устранения вибрации; замыкающего стержня 17, который вместе с якорем образует магнитопровод электромагнитного элемента; регулировочного винта отсечки 22 со шкалой 23 и упорной пластинкой 24.

Кроме того, общими для обоих элементов являются: обмотка 29 с ответвлениями, выведенными на контактную колодку 21 с двумя

контактными витками 28; контакты реле 18, замыкающиеся изоляционным упором якоря 17, и механический указатель срабатывания, который на рис. 3.18 не показан.

При прохождении тока по обмотке реле в зазоре между полюсами создаются магнитные потоки, сдвинутые в пространстве и по фазе, которые пронизывают находящийся в зазоре диск и создают на нем вращающий момент (см. рис. 3.6). При токе, равном 20—30 % тока срабатывания, диск начинает вращаться и вращать укрепленный на его оси червяк 4. Но так как рамка 8 оттянута пружиной 9 в крайнее положение, то червяк не входит в зацепление с зубчатым сектором. С момента, когда диск начинает вращаться, на него, кроме силы, создаваемой электромагнитом F_1 (рис. 3.18, б), начинает действовать сила F_{11} , создаваемая тормозным постоянным магнитом 7, магнитный поток которого пересекает вращающийся диск. Эта сила препятствует вращению диска, и значение ее тем больше, чем больше частота вращения диска. С увеличением тока в обмотке реле увеличиваются сила F_1 и создаваемый ею вращающий момент на диске, вследствие чего возрастает частота его вращения, что в свою очередь приводит к увеличению силы F_{11} постоянного магнита.

При определенном значении тока в реле суммарная сила, действующая на диск и через него на рамку, равная $F_1 + F_{11}$, превысит силу пружины 9. В этот момент рамка с диском повернется и червяк войдет в зацепление с зубчатым сектором.

Наименьший ток, при котором происходит зацепление червяка с зубчатым сектором, называется током срабатывания индукционного элемента реле.

С момента зацепления зубчатый сектор начинает подниматься и по истечении некоторого времени, достигнув своим рычагом 6 коромысла 16, поворачивает его вверх вместе с левым концом якоря электромагнитного элемента. Правый конец якоря при этом опускается, что приводит к уменьшению зазора между якорем и магнитопроводом. Благодаря этому правый конец якоря притягивается к магнитопроводу, и упор 17 замыкает (или размыкает) контакты реле 18.

С момента соприкосновения рычага зубчатого сектора с коромыслом на рычаг начинает действовать масса коромысла и частота вращения диска уменьшается. Для того чтобы при этом не произошло расцепление червяка с зубчатым сектором, установлена стальная скоба 14, которая, притягиваясь к электромагниту, усиливает зацепление червяка с зубчатым сектором.

Время, через которое происходит замыкание контактов реле, зависит от начального положения зубчатого сектора и частоты вращения диска. Начальное положение зубчатого сектора может регулироваться перемещением движка 32, на котором лежит рычаг зубчатого сектора, вдоль шкалы уставок времени срабатывания. Частота же вращения диска зависит от значения тока в обмотке реле. Чем больше ток, тем больше частота вращения диска и тем быстрее будет подниматься зубчатый сектор и, следовательно, тем

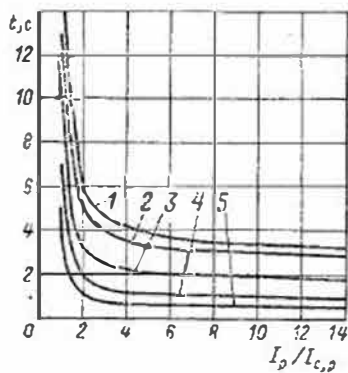
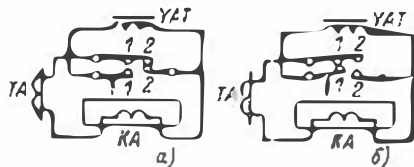


Рис. 3.19. Характеристики времени срабатывания реле РТ-80 при $I_{c,p} = 4$ А и различных уставках времени срабатывания: 1 — 3,5 с; 2 — 3 с; 3 — 2 с; 4 — 1 с; 5 — 0,5 с

Рис. 3.20. Принцип устройства контактов реле типов РТ-85, РТ-86, РТ-95: а — положение контактов в исходном положении; б — то же в положении после срабатывания; ТА — трансформатор тока; УАТ — отключающая катушка выключателя



быстрее, т. е. с меньшим временем, будет происходить замыкание контактов реле.

Таким образом, время действия реле зависит от значения тока в его обмотке, т. е. реле имеет зависимость от тока характеристику времени срабатывания. При увеличении тока в обмотке реле до $(6 \div 8) I_{c,p}$ наступает насыщение стали электромагнита, вследствие чего при дальнейшем увеличении тока магнитный поток остается почти неизменным и реле начинает работать с одним и тем же временем. Поэтому при указанных значениях тока зависимая часть характеристики переходит в независимую (рис. 3.19).

Характеристика времени срабатывания реле в зависимости от тока, состоящая из зависимой и независимой частей, называется ограниченной зависимой.

Если к обмотке реле подвести сразу большой ток, достаточный для притяжения якоря электромагнитного элемента к магнитопроводу, то реле будет срабатывать без выдержки времени — мгновенно. Таким образом, электромагнитный элемент может действовать как совместно с индукционным элементом, так и самостоятельно, отсекая часть характеристики при больших токах. Поэтому электромагнитный элемент называется отсечкой.

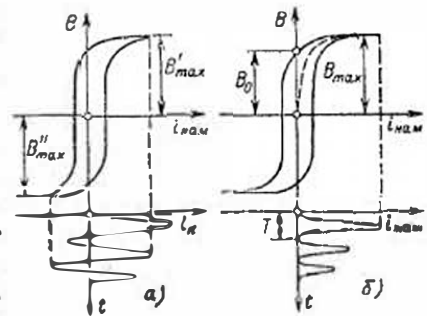
Ток срабатывания электромагнитного элемента регулируется путем изменения числа витков обмотки (одновременно с индукционным элементом) и, кроме того, с помощью регулировочного винта 22 (см. рис. 3.18, а).

Реле типа РТ-90 имеет характеристику времени срабатывания, мало зависящую от тока. Ее независимая часть начинается примерно при трех-четырёхкратном токе срабатывания.

Ранее выпускавшееся реле ИТ-80 имеет конструкцию, аналогичную реле РТ-80, и такие же характеристики.

Реле типов РТ-85, РТ-86 и РТ-95 имеют контакты специальной усиленной конструкции и предназначены для выполнения защиты на оперативном переменном токе, как показано на рис. 3.20. При срабатывании реле вначале замыкается замыкающий контакт 1—1,

Рис. 3.21. Изменение индукции в сердечнике БНТ при прохождении тока в его первичной обмотке: а — тока КЗ; б — намагничивающего тока силового трансформатора или тока небаланса



а затем размыкается размыкающий контакт 2—2, чем обеспечивается подключение отключающей катушки выключателя УАТ без разрыва цепи трансформатора тока. Контакты этих реле рассчитаны на шунтирование и дешунтирование цепи отключающей катушки с сопротивлением до 4,5 Ом при токе до 150 А.

Электромагнитное токовое реле с быстро насыщающимся трансформатором. Токовые реле с быстро насыщающимся трансформатором (БНТ) предназначены для выполнения дифференциальных защит генераторов, трансформаторов и шин. Кроме того, реле с БНТ используются в отдельных случаях для быстродействующих защит от однофазных КЗ. Реле с БНТ состоит из токового реле типа РТ-40 и специального промежуточного быстро насыщающегося трансформатора.

Быстро насыщающийся трансформатор работает как обычный промежуточный трансформатор, если через его первичную обмотку проходит переменный ток нормальной частоты с симметричной синусоидальной формой кривой, т. е. ток, каждый период которого состоит из симметричных положительного и отрицательного полупериодов. В этом случае, как показано на рис. 3.21, а, магнитный поток и пропорциональная ему магнитная индукция в сердечнике БНТ изменяются от положительного V'_{max} до отрицательного V_{max} максимальных значений, создавая большую ЭДС на вторичной обмотке БНТ и достаточный для работы реле ток.

Иначе работает БНТ, если через его первичную обмотку проходит ток с несимметричной формой кривой, т. е. ток, у которого каждый период состоит из одних положительных или одних отрицательных полупериодов или же из положительных полупериодов с большой амплитудой и отрицательных полупериодов с малой амплитудой (или наоборот).

Такое смещение кривой тока относительно оси времени происходит из-за того, что переходные процессы сопровождаются прохождением постоянного быстро затухающего тока, который в отличие от периодического переменного тока называется апериодическим. Таким образом, полный ток во время переходного процесса состоит из периодической и апериодической составляющих и равен их сумме.

Длительность переходного процесса зависит от соотношения индуктивного и активного сопротивлений генераторов, трансформаторов и линий электропередачи и может составлять 0,05—0,5 с. В этом случае, как показано на рис. 3.21, б, магнитный поток и магнит-

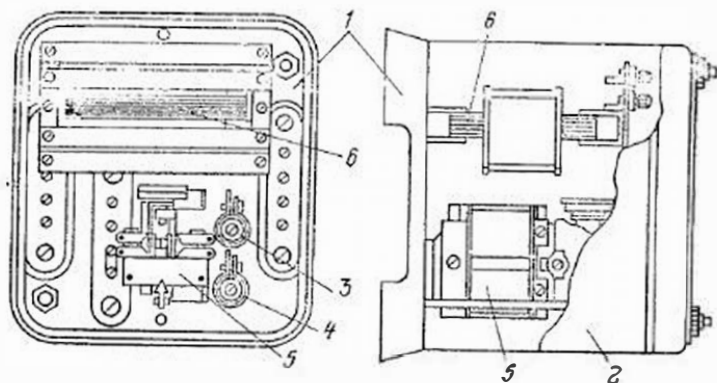


Рис. 3.22. Внешний вид реле типов РНТ-565, РНТ-567 (со снятой штепсельной колодкой):
1 — цоколь; 2 — кожух; 3 и 4 — регулировочные сопротивления; 5 — реле РТ-40; 6 — БНТ

ная индукция в сердечнике БНТ будут изменяться только от положительного максимального значения B_{max} до B_0 . Поэтому на вторичной обмотке БНТ будет создаваться небольшая ЭДС и недостаточный для работы реле ток. Это свойство БНТ используется для того, чтобы отличать токи КЗ от токов намагничивания силовых трансформаторов и токов небаланса в первые периоды КЗ, сопровождающихся переходным процессом.

Токи КЗ могут иметь несимметричную форму лишь в первый момент времени и по истечении нескольких периодов, когда затухает переходный процесс, становятся симметричными, как показано на рис. 3.21, а. Поэтому токи КЗ хорошо трансформируются через БНТ и приводят в действие реле.

Токи намагничивания силовых трансформаторов при включении их под напряжение, а также при восстановлении напряжения после отключения КЗ имеют несимметричную форму кривой, как показано на рис. 3.21, б, и поэтому плохо трансформируются через БНТ и не приводят в действие реле.

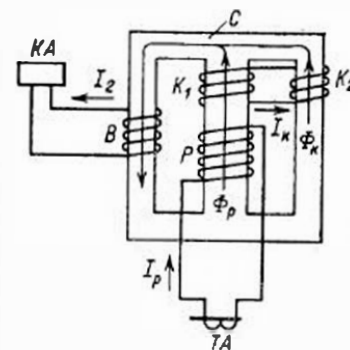
Токи небаланса достигают больших значений в первые периоды КЗ, когда они в результате переходного процесса имеют, как правило, несимметричную форму кривой и поэтому также плохо трансформируются через БНТ. После затухания переходного процесса токи небаланса могут иметь симметричную форму кривой, но их значение к этому времени значительно снижается.

Таким образом, из рассмотренного следует, что при включении токовых реле через БНТ они становятся нечувствительными к токам намагничивания силовых трансформаторов и токам небаланса при переходных процессах, что дает возможность повысить чувствительность защиты. В то же время реле с БНТ надежно срабатывает при КЗ в зоне защиты.

Электромагнитные токовые реле с БНТ типов РНТ-565, РНТ-566 и РНТ-567. Электромагнитные токовые реле с БНТ типов РНТ-565,

Рис. 3.23. Устройство БНТ реле РНТ-565 и РНТ-567:

С — сердечник БНТ; Р — рабочая обмотка; В — вторичная обмотка; K_1 и K_2 — короткозамкнутые обмотки



РНТ-566, РНТ-567 выпускаются взамен выпускавшихся ранее реле типов РНТ-562, РНТ-563, РНТ-564 и имеют аналогичное устройство [14 — 16]. Все реле РНТ (рис. 3.22) состоят из смонтированных в одном кожухе электромагнитного токового реле типа РТ-40 и промежуточного быстронасыщающегося трансформатора.

Реле РНТ (рис. 3.23) выполняется на трехстержневом сердечнике С и имеет следующие обмотки: первичную — рабочую обмотку Р, расположенную на среднем стержне, к которой подводится ток от трансформаторов тока; вторичную обмотку В, расположенную на левом стержне, к которой подключено токовое реле КА типа РТ-40, и короткозамкнутые обмотки K_1 и K_2 , расположенные на среднем и правом стержнях БНТ.

Принцип работы БНТ такого типа состоит в следующем. При прохождении по рабочей обмотке симметричного периодического тока I_p магнитный поток в среднем стержне наводит в обмотке K_1 ток I_k , который, проходя по обмотке K_2 , создает в правом стержне магнитный поток Φ_k . Магнитный поток Φ_p и магнитный поток Φ_k , замыкающийся через левый стержень, наводят во вторичной обмотке ток I_2 , который проходит по обмотке реле КА и вызывает его срабатывание. Таким образом, ток из рабочей обмотки Р трансформируется во вторичную обмотку В как непосредственно, так и путем двойной трансформации из обмотки Р в обмотку K_1 и затем из обмотки K_2 в обмотку В. При этом чем больше число витков короткозамкнутых обмоток или чем меньше их сопротивление, тем больше магнитный поток и тем, следовательно, сильнее проявляется действие двойной трансформации.

При прохождении по рабочей обмотке БНТ несимметричного тока его трансформация во вторичную обмотку как непосредственная, так и особенно двойная существенно ослабляются (см. рис. 3.21, б), благодаря чему ток во вторичной обмотке не достигает значения, равного току срабатывания реле.

Рассмотренное выполнение БНТ обеспечивает более эффективную отстройку от токов намагничивания, а также токов небаланса трансформаторов тока.

Схема реле типа РНТ-565 приведена на рис. 3.24, а. Из схемы видно, что кроме рассмотренных обмоток (Р, В, K_1 , K_2) на среднем стержне БНТ этого реле расположены уравнительные обмотки $У_1$ и $У_2$, которые предназначены для выравнивания магнитодвижущих сил в БНТ при использовании реле в схемах дифференциальной защиты трансформаторов (см. гл. 8). В отличие от реле РНТ-565 реле

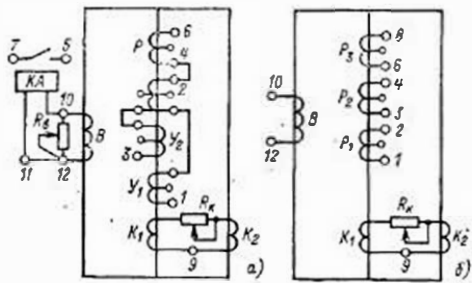


Рис. 3.24. Принципиальные схемы БНТ реле РНТ:
а — РНТ-565; б — РНТ-566

РНТ-566 имеет три (рис. 3.24, б), а реле РНТ-566/2, РНТ-567 и РНТ-567/2 по две независимые рабочие обмотки.

С целью регулирования тока срабатывания реле РНТ рабочие и уравнильные обмотки

имеют отпайки для изменения числа включенных витков. Включение необходимого числа витков производится установкой штепсельных винтов в соответствующие гнезда контактных пластин. Цифры около гнезд указывают число включенных витков.

Число витков рабочей обмотки $\omega_{\text{раб}}$ определяется по формуле

$$\omega_{\text{раб}} = 100 / I_{\text{с.р.}} \quad (3.6)$$

где $F_{\text{с.р.}} = 100$ — магнитодвижущая сила срабатывания реле РНТ, А; может в некоторых пределах регулироваться шунтирующим сопротивлением (рис. 3.24); $I_{\text{с.р.}}$ — заданный ток срабатывания реле РНТ.

Число витков уравнильных обмоток определяется из условий равенства магнитодвижущих сил, создаваемых этими обмотками в условиях сквозного КЗ (см. гл. 8).

Короткозамкнутые обмотки отпаяк не имеют. Степень отстройки реле РНТ от несимметричных токов переходных процессов регулируется с помощью сопротивления $R_{\text{н}}$ (рис. 3.24). Наибольший эффект имеет место при $R_{\text{н}} = 0$.

В [17] предложен способ усовершенствования реле дифференциальной защиты с насыщающимися промежуточными трансформаторами тока типов РНТ-565, ДЗТ-11 и др. Этот способ, позволяющий выполнить дифференциальную защиту трансформаторов с током срабатывания $(0,3 \div 0,5) I_{\text{ном}}$ и дифференциальную защиту генераторов с током срабатывания $(0,1 \div 0,2) I_{\text{ном}}$, основан на использовании свойства, характерного как для броска тока намагничивания, так и для тока небаланса в дифференциальной цепи при внешнем КЗ. Это свойство заключается в значительном отличии по форме от синусоиды, которое имеет вторичный дифференциальный ток в названных режимах. При КЗ в зоне действия защиты форма вторичного тока близка к синусоиде. Составляющая полного тока, вызывающая искажение синусоидальной формы тока, выделяется специальным устройством и используется для автоматического загробления защиты при бросках тока намагничивания или внешнем КЗ. При внутреннем КЗ, когда ток в дифференциальной цепи близок к синусоидальному, это устройство не загробляет защиту, что обеспечивает ее высокую чувствительность. Упрощенная принципиальная схема включения реле РНТ-565 с устройством, осуществляющим загроб-

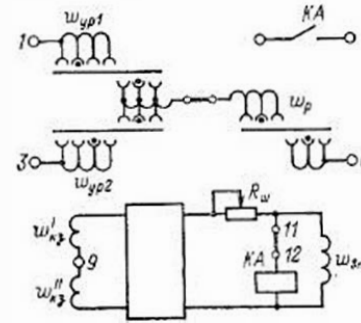
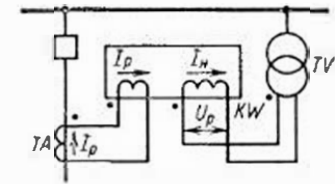


Рис. 3.25. Модифицированное реле РНТ-565

Рис. 3.26. Принципиальная схема включения реле направления мощности



ление дифференциального реле при прохождении несинусоидального тока, показана на рис. 3.25.

Устройство измеряет ток в дифференциальной цепи, для чего используются короткозамкнутые обмотки реле РНТ-565. При появлении несинусоидальной слагающей в дифференциальной цепи устройство отбирает часть тока из вторичной обмотки промежуточного трансформатора реле РНТ-565, тем большую, чем больше отличие дифференциального тока от синусоиды. Этим как бы шунтируется обмотка реле КА, подключенного к той же вторичной обмотке промежуточного трансформатора.

Индукционное реле направления мощности типа РБМ имеет две обмотки (рис. 3.26). Одна из них подключается к трансформаторам тока ТА и обтекается вторичным током I_p , а вторая — к трансформатору напряжения TV и обтекается током I_n , пропорциональным напряжению U_p на зажимах обмотки. Каждый из токов создает магнитный поток. Поскольку один из магнитных потоков пропорционален току I_p , а второй — напряжению U_n , то вращающий момент, возникающий на подвижной части реле KW, оказывается пропорциональным мощности на зажимах реле, а его направление (знак) зависит от направления этой мощности.

В схемах релейной защиты используются главным образом однофазные индукционные реле направления мощности с цилиндрическим ротором типов РБМ-170 и РБМ-270. Реле РБМ-270 имеют двустороннее действие и предназначены для поперечной направленной дифференциальной защиты параллельных линий [1, 2, 18].

Реле направления мощности типа РБМ-170, как показано на рис. 3.27, состоит из замкнутого стального магнитопровода 1 с четырьмя выступающими внутрь полюсами, на которых расположены обмотки реле. Токовая обмотка 2 расположена на двух противоположных полюсах 3 и 4 и создает проходящий через них магнитный поток Φ_1 . Обмотка напряжения 5 расположена на ярме и состоит из четырех секций, которые соединены между собой так, чтобы создаваемый ими магнитный поток Φ_2 проходил через полюсы 6 и 7. При таком выполнении обмоток магнитные потоки Φ_1 и Φ_2 оказываются сдвинутыми в пространстве относительно друг друга на угол 90° .

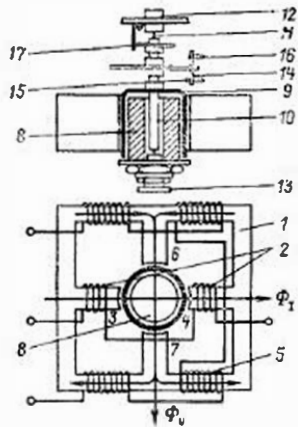
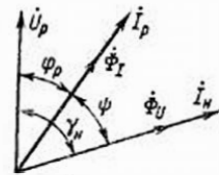


Рис. 3.27. Устройство индукционного реле направления мощности с цилиндрическим ротором типа РБМ-170

Рис. 3.28. Векторная диаграмма индукционного реле направления мощности



Между полюсами расположены внутренний стальной сердечник 8 и алюминиевый ротор 9, имеющий форму стакана, укрепленный на оси 10. Полированные концы оси 11 вращаются в верхнем подшипнике 12 и нижнем подпятнике 13. На оси 10 на изоляционной колодке укреплен подвижной контактный мостик 14, который при срабатывании реле замыкает неподвижные контакты 15 и 16. Возврат реле в исходное положение происходит под воздействием спиральной противодействующей пружины 17.

Взаимодействие магнитных потоков Φ_I и Φ_U с индуктированными ими токами в стенках ротора создает на роторе вращающий момент. Согласно (3.4) вращающий момент на роторе рассматриваемого реле определяется выражением

$$M_{вр} = k\Phi_I\Phi_U \sin \psi, \quad (3.7)$$

где Φ_I — магнитный поток, создаваемый токовой обмоткой реле; Φ_U — магнитный поток, создаваемый обмоткой напряжения реле; ψ — электрический угол между магнитными потоками Φ_I и Φ_U .

На рис. 3.28 приведена векторная диаграмма, поясняющая принцип действия рассматриваемого реле. На диаграмме \dot{U}_p и \dot{I}_p — векторы напряжения и тока, подведенных к соответствующим обмоткам реле; φ_p — угол сдвига между \dot{U}_p и \dot{I}_p , определяемый параметрами сети и схемой включения реле; \dot{I}_n — вектор тока в обмотке напряжения реле; γ_n — угол между \dot{U}_p и \dot{I}_n (внутренний угол реле), определяемый соотношением активного и реактивного сопротивления цепи напряжения, которая включает в себя как обмотку, так и внешние сопротивления и конденсаторы.

Заменив в выражении (3.7) магнитные потоки Φ_I и Φ_U пропорциональными им током I_p и напряжением U_p , а угол ψ равным ему углом $\gamma_n - \varphi_p$ (рис. 3.28), получим общее выражение для вращающего момента на подвижной части индукционного реле с цилиндрическим ротором:

$$M_{вр} = kI_pU_p \sin (\gamma_n - \varphi_p). \quad (3.8)$$

В этом выражении $I_pU_p \sin (\gamma_n - \varphi_p) = S_p$ — мощность на зажимах реле; следовательно, вращающий момент рассматриваемого реле пропорционален мощности: $M_{вр} = kS_p$, т. е. реле реагирует на мощность. В зависимости от параметров цепи напряжения реле направления мощности делятся на три типа.

Так, если цепь напряжения реле (включая его обмотку) выполнить таким образом, чтобы ее активное сопротивление было много меньше реактивного $R \ll X$, то ток в обмотке напряжения реле I_n будет отставать от приложенного напряжения U_n на угол, близкий к 90° , т. е. в этом случае $\gamma_n = 90^\circ$. Подставляя это значение γ_n в выражение (3.8), получаем:

$$M_{вр} = kI_pU_p \sin (90^\circ - \varphi_p),$$

или, учитывая, что $\sin (90^\circ - \varphi_p) = \cos \varphi_p$,

$$M_{вр} = kI_pU_p \cos \varphi_p. \quad (3.9)$$

В выражении (3.9) $I_pU_p \cos \varphi_p = P_p$ — активная мощность на зажимах реле и, следовательно, $M_{вр} = kP_p$.

Такие реле, реагирующие на активную мощность, называются реле активной мощности, или косинусными.

Наоборот, если цепь напряжения реле (включая его обмотку) выполнить так, чтобы ее активное сопротивление было много больше реактивного $R \gg X$, то ток в обмотке напряжения реле I_n будет почти совпадать по фазе с напряжением U_p и, следовательно, угол между ними будет $\gamma_n = 0$. Подставляя это значение γ_n в выражение (3.8), получаем:

$$M_{вр} = kI_pU_p \sin (0 - \varphi_p),$$

или, учитывая, что $\sin (-\varphi_p) = -\sin \varphi_p$,

$$M_{вр} = -kI_pU_p \sin \varphi_p.$$

Для того, чтобы и в этом случае момент реле был положительным, выводы цепи напряжения у реле этого типа выполняются с обратной полярностью по сравнению с рассмотренным выше реле активной мощности. С учетом этого

$$M_{вр} = kI_pU_p \sin \varphi_p. \quad (3.10)$$

В выражении (3.10) $I_pU_p \sin \varphi_p = Q_p$ — реактивная мощность на зажимах реле и, следовательно, $M_{вр} = kQ_p$.

Такие реле, реагирующие на реактивную мощность, называются реле реактивной мощности, или синусными.

При промежуточных значениях угла γ_n реле реагируют на обе составляющие мощности и называются реле смешанного типа. Эти реле имеют наибольшее распространение в схемах релейной защиты.

Согласно выражению (3.8) вращающий момент на подвижной системе реле достигает максимального значения $M_{вр, \max} = kI_pU_p$, когда $\sin (\gamma_n - \varphi_p) = 1$, что имеет место при $\gamma_n - \varphi_p = 90^\circ$, т. е. при

$$-\varphi_p = 90^\circ - \gamma_n. \quad (3.11)$$

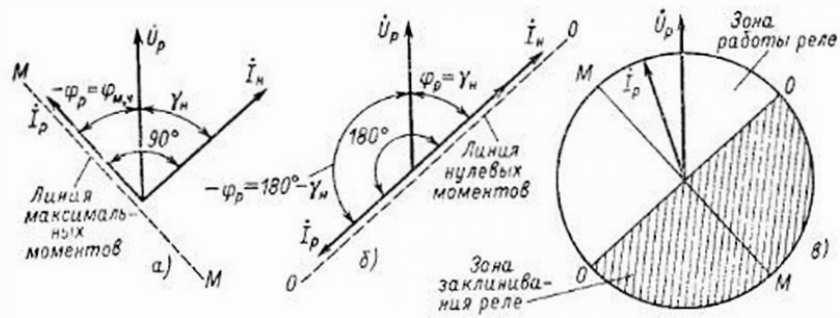


Рис. 3.29. Векторные диаграммы реле направления мощности смешанного типа при различных углах между током I_p и напряжением U_p подводимыми к реле: а — при $\gamma_n - \varphi_p = 90^\circ$; б — при $\gamma_n - \varphi_p = 0$ и 180° ; в — зоны работы и заклинивания реле

Знак минус у угла φ_p показывает, что этот угол откладывается относительно вектора U_p в сторону, противоположную углу γ_n , и что, следовательно, равенство (3.11) имеет место, когда вектор тока I_p опережает вектор напряжения U_p (рис. 3.29, а).

Угол φ_p , при котором вращающий момент имеет максимальное значение, называется углом максимальной чувствительности и обозначается $\varphi_{м,ч}$. Заменяя в выражении (3.11) φ_p на $\varphi_{м,ч}$, получаем выражение, устанавливающее соотношение между внутренним углом реле γ_n и углом максимальной чувствительности: $\gamma_n - \varphi_{м,ч} = 90^\circ$, откуда

$$\varphi_{м,ч} = \gamma_n - 90^\circ. \quad (3.12)$$

Линия, расположенная под углом $\varphi_{м,ч}$ к вектору напряжения U_p , называется линией максимальных моментов (линия М—М на рис. 3.29, а).

В каталогах и справочниках угол максимальной чувствительности может задаваться двумя способами.

По первому способу задается величина $\varphi_{м,ч}$ с указанием положения вектора тока I_p (опережает или отстает) относительно вектора напряжения U_p . По второму способу задается значение и знак угла $\varphi_{м,ч}$. При этом знак «+» соответствует отставанию, а знак «-» — опережению вектора тока I_p относительно вектора напряжения U_p .

Вращающий момент на подвижной системе реле становится равным нулю, когда $\sin(\gamma_n - \varphi_p) = 0$, что имеет место при $\gamma_n - \varphi_p = 0^\circ$ и $\gamma_n - \varphi_p = 180^\circ$. Из этих соотношений следует, что вращающий момент равен нулю при углах $\varphi_p = \gamma_n$ в сторону отставания и $-\varphi_p = 180 - \gamma_n$ в сторону опережения относительно вектора напряжения U_p .

Линия, расположенная под указанными выше углами к вектору U_p (линия 0—0 на рис. 3.29, б), называется линией нуле-

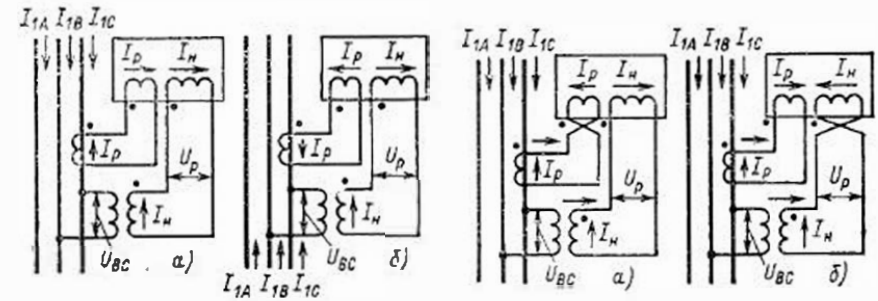


Рис. 3.30. Изменение направления тока в токовой обмотке реле направления мощности при изменении направления первичного тока:

о — согласное направление, при котором вращающий момент имеет положительный знак; б — противоположное направление, при котором вращающий момент имеет отрицательный знак

Рис. 3.31. Изменение направления токов в обмотках реле направления мощности при изменении схемы подключения их к трансформатору тока (а) или к трансформатору напряжения (б)

вых моментов или линейей изменения знака момента.

Из рассмотрения векторных диаграмм на рис. 3.29, а и б следует, что вращающий момент на подвижной системе реле, реагирующего на мощность, имеет положительное значение (положительный знак), когда вектор тока, проходящего в токовой обмотке реле I_p , находится в одной зоне с вектором напряжения U_p , подведенного к обмотке напряжения. Эта зона, ограниченная линией 0—0, называется зоной работы реле (рис. 3.29, в).

При переходе вектора I_p за линию 0—0 знак вращающего момента изменяется на обратный, т. е. становится отрицательным. Поэтому если раньше вращающий момент был направлен на замыкание контактов реле, то теперь он будет иметь противоположное направление и подвижная система реле будет отклоняться в сторону размыкания контактов, т. е. в сторону заклинивания. Соответственно зона, расположенная на рис. 3.29, в ниже линии изменения знаков момента (линии 0—0), называется зоной заклинивания реле.

Таким образом, рассмотренное реле реагирует не только на значение мощности, но и на ее направление. Поэтому такие реле называются реле направления мощности. Изменение знаков момента происходит при изменении направления тока в токовой обмотке или обмотке напряжения реле.

Направление тока I_p в токовой обмотке реле может изменяться при изменении направления прохождения тока в первичной сети, как показано на рис. 3.30, и при изменении схемы подключения токовой обмотки реле к трансформатору тока, как показано на рис. 3.31, а. Изменение направления тока в обмотке напряжения реле происходит при изменении схемы подключения этой обмотки к трансформатору напряжения, как показано на рис. 3.31, б.

Таким образом, знак вращающего момента на подвижной системе реле зависит от относительного направления токов в его обмотках

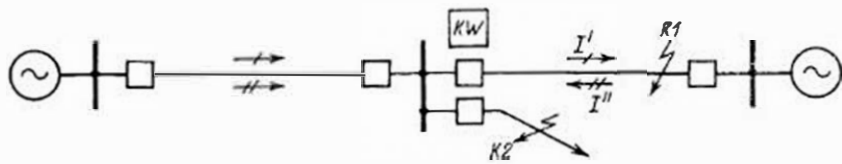


Рис. 3.32. Действие реле направления мощности при изменении направления тока КЗ

и имеет положительное значение при их согласном направлении, т. е. от начала к концу или, наоборот, от конца к началу в обеих обмотках. Зажимы реле, на которые выведены обмотки начала обмоток, называются однополярными и обозначаются точками (или звездочками) на схемах внутренних соединений реле. В каталогах и справочниках указываются номера однополярных зажимов.

Реле направления мощности используются в схемах релейной защиты для выявления линии, на которой произошло КЗ, что иллюстрируется на рис. 3.32. Реле *KW* включено так, чтобы при прохождении тока *I'* от шин подстанции к месту КЗ в точке *K1* (рис. 3.32) вращающий момент на подвижной системе реле был направлен на замыкание контактов реле. Если же произойдет КЗ на другой линии в точке *K2*, то через токовую обмотку реле *KW* будет проходить ток *I''*, имеющий противоположное направление. Поскольку направление прохождения тока в обмотке напряжения реле не изменилось, то вращающий момент во втором случае будет иметь противоположное направление — на заклинивание и рассматриваемая защита подействовать не сможет.

Промышленностью выпускаются реле направления мощности двух основных типов.

1. Реле типа РБМ-171 одностороннего и РБМ-271 двустороннего действия. Эти реле в зависимости от схемы подключения цепи напряжения [15, 18] имеют угол максимальной чувствительности, когда вектор тока опережает вектор напряжения на угол $\varphi_{м,ч} = 30^\circ$ или $\varphi_{м,ч} = 45^\circ$.

Внутренний угол этих реле согласно выражению (3.12) равен: $\gamma_{и} = 90^\circ - \varphi_{м,ч} = 90^\circ - 30^\circ = 60^\circ$, или $90^\circ - 45^\circ = 45^\circ$.

Подставляя полученные значения $\gamma_{и}$ в выражение (3.7), получаем формулу для вращающего момента реле этого типа:

$$M_{вр} = kI_p U_p \sin(60^\circ - \varphi_p),$$

или

$$\begin{aligned} M_{вр} &= kI_p U_p \sin(90^\circ - 30^\circ - \varphi_p) = \\ &= kI_p U_p \sin[90^\circ - (30^\circ + \varphi_p)], \end{aligned}$$

или окончательно

$$\left. \begin{aligned} M_{вр} &= kI_p U_p \cos(\varphi_p + 30^\circ); \\ M_{вр} &= kI_p U_p \cos(\varphi_p + 45^\circ). \end{aligned} \right\} \quad (3.13)$$

2. Реле типов РБМ-177, РБМ-178 одностороннего и РБМ-277, РБМ-278 двустороннего действия. Эти реле имеют угол максималь-

Рис. 3.33. Вольт-амперная характеристика реле направления мощности

ной чувствительности, когда вектор тока отстаёт от вектора напряжения на угол $\varphi_{м,ч} = 70^\circ$. При принятом заводом обозначении однополярных зажимов обмоток тока и напряжения фактический угол максимальной чувствительности этих реле повернут на угол 180° относительно указанного в каталоге и равен: $\varphi_{м,ч} = 70^\circ - 180^\circ = -110^\circ$. Соответственно внутренний угол этих реле составляет: $\gamma_{и} = 90^\circ - 110^\circ = -20^\circ$.

Аналогично предыдущему формула для вращающего момента реле указанных типов имеет вид:

$$\begin{aligned} M_{вр} &= kI_p U_p \sin(20^\circ - \varphi_p) = kI_p U_p \sin[-(20^\circ + \varphi_p)] = \\ &= -kI_p U_p \sin(20^\circ + \varphi_p), \end{aligned}$$

или окончательно с учетом того, что реле этих типов включается обратной полярностью

$$M_{вр} = kI_p U_p \sin(\varphi_p + 20^\circ). \quad (3.14)$$

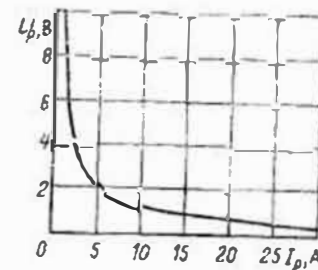
Реле направления мощности имеют две основные характеристики:

1) характеристику чувствительности, которая характеризуется мощностью, при которой оно срабатывает, т. е. мощностью срабатывания $P_{с,р}$, измеряемой в вольт-амперах (В·А). Мощность срабатывания реле определяется как произведение тока на напряжение, подводимых к реле, т. е. $P_{с,р} = I_p U_p$, и, следовательно, в зависимости от значения тока реле будет срабатывать при разных напряжениях. Поэтому чувствительность реле принято изображать так называемой вольт-амперной характеристикой, которая показывает зависимость напряжения срабатывания реле от тока (рис. 3.33). Характеристика снимается при неизменном угле между током и напряжением, равном углу максимальной чувствительности;

2) угловую характеристику, показывающую зависимость мощности срабатывания реле от угла между током и напряжением и определяющую рабочую и нерабочую зоны реле. Графические угловые характеристики изображаются либо в виде зависимости $P_{с,р}$ от угла φ_p между током I_p и напряжением U_p (рис. 3.34, а), либо в виде круговой диаграммы, на которой наносится направление действия реле или знак вращающего момента (рис. 3.34, б).

На рис. 3.34 в качестве примера приведены угловые характеристики реле направления мощности типа РБМ-178/1, вращающий момент которого определяется формулой (3.14).

Из характеристики и круговой диаграммы видно, что при $\varphi_p = 0$, когда вектор тока I_p совпадает по фазе с вектором напряжения U_p (точка а), $P_{с,р} = 3$ В·А. Рассмотрим теперь, как будут изменяться



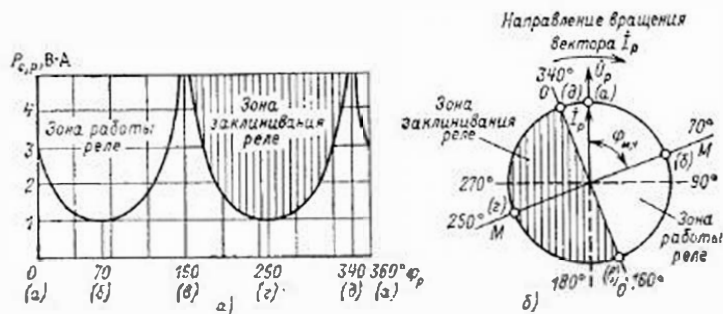


Рис. 3.34. Угловые характеристики реле направления мощности типа РБМ-178/1; а — зависимость мощности срабатывания реле от угла между током и напряжением; б — зависимость знака вращающего момента от угла между током и напряжением

$M_{вр}$, $P_{с.р}$ и поведение реле при изменении угла φ_p вращением вектора тока I_p в направлении, указанном стрелкой на рис. 3.34, б.

При $\varphi_p = 70^\circ$ (точка б) $M_{вр} = kI_p U_p \sin(70^\circ + 20^\circ) = kI_p U_p \sin 90^\circ$, и так как $\sin 90^\circ = 1$, то вращающий момент достигает максимального положительного значения: $M_{вр} = kI_p U_p$. При максимальном вращающем моменте мощность срабатывания реле имеет минимальное значение: $P_{с.р} = 1 \text{ В}\cdot\text{А}$.

При дальнейшем увеличении φ_p вращающий момент начинает уменьшаться и при $\varphi_p = 160^\circ$ (точка в) $M_{вр} = kI_p U_p \sin(160^\circ + 20^\circ) = kI_p U_p \sin 180^\circ$, и так как $\sin 180^\circ = 0$, то и $M_{вр} = 0$. Мощность срабатывания при этом достигает бесконечно большого значения.

При угле $\varphi_p = 160^\circ$ вращающий момент изменяет знак и до $\varphi_p = 340^\circ$ (точка д) имеет отрицательное значение. В этой зоне, заштрихованной на рис. 3.34, реле действует на заклинивание. В частности, при угле $\varphi_p = 250^\circ$ (точка з) $M_{вр} = kI_p U_p \sin(250^\circ + 20^\circ) = kI_p U_p \sin 270^\circ$, и так как $\sin 270^\circ = -1$, то вращающий момент имеет максимальное отрицательное значение: $M_{вр} = -kI_p U_p$. Мощность срабатывания при этом имеет минимальное значение: $P_{с.р} = 1 \text{ В}\cdot\text{А}$.

При дальнейшем увеличении угла φ_p вращающий момент вновь изменяет знак и становится положительным.

Из рассмотрения угловой характеристики реле направления мощности типа РБМ-178/1 следует:

1) момент вращения $M_{вр}$ дважды, при $\varphi_p = 160^\circ$ и 340° , меняет знак, и, следовательно, эти углы являются углами нулевых моментов или углами изменения знаков момента, а линия $0-0$, проведенная через эти углы, является линией изменения знаков момента;

2) момент вращения $M_{вр}$ при $\varphi_p = 70^\circ$ и 250° достигает максимального значения, чему соответствует минимальное значение мощности срабатывания: $P_{с.р} = 1 \text{ В}\cdot\text{А}$. Следовательно, указанные углы являются углами максимальных моментов или максимальной чувствительности, а линия $M-M$, проведенная через эти углы, является линией максимальных моментов (максимальной чувствительности);

3) зона работы реле расположена со стороны положительных вращающих моментов и ограничивается линией $0-0$ и полуокружностью abd . Вторая полуокружность acd ограничивает зону заклинивания.

Полезно запомнить, что углы максимальных моментов и углы изменения знаков момента чередуются через 90° . Под таким же углом расположены друг к другу линии изменения знаков момента и максимальных моментов. Зная угол максимальной чувствительности реле, нетрудно построить круговую диаграмму и определить зоны работы и заклинивания. Для этого откладывается относительно вектора напряжения U_p угол максимальной чувствительности $\varphi_{м,ч}$ в заданном направлении и через этот угол и центр диаграммы проводится линия максимальных моментов. Далее перпендикулярно этой линии проводится через центр диаграммы линия изменения знаков момента. Со стороны отложенного $\varphi_{м,ч}$ будет расположена зона работы реле.

Кроме описанных выше индукционных реле направления мощности, электропромышленностью выпускаются статические реле направления мощности типов РМ-11 и РМ-12. Эти реле заменяют индукционные реле РБМ-171 и РБМ-178. Реле типов РМ-11 (12) изготовлены на базе микроэлектронных полупроводниковых приборов. Принцип действия этих реле основан на способе определения значения угла ψ между электрическими величинами \dot{E}_1 и \dot{E}_2 путем измерения длительности интервалов времени, в течение которых обе эти величины имеют одинаковый знак.

На рис. 3.35 показаны диаграммы изменения во времени электрических величин переменного тока \dot{E}_1 и \dot{E}_2 при разных значениях угла сдвига фаз ψ между ними. На рис. 3.35, а \dot{E}_1 опережает \dot{E}_2 на угол ψ' . Этому углу при частоте переменного тока, с которой изменяются \dot{E}_1 и \dot{E}_2 , равной ω , соответствует время совпадения знаков этих электрических величин t' . На рис. 3.35, б и в \dot{E}_1 отстает по фазе от \dot{E}_2 на угол соответственно ψ'' и ψ''' , чему соответствуют времена совпадения t'' и t''' . Время совпадения измеряется в течение каждого полупериода. При увеличении угла сдвига фаз время совпадения уменьшается. Наибольшее возможное время совпадения знаков равно половине периода. При этом электрические величины \dot{E}_1 и \dot{E}_2 совпадают по фазе ($\psi = 0$). При $t_c = 0$ электрические величины \dot{E}_1 и \dot{E}_2 находятся в противофазе. При $t_c = 0,005 \text{ с}$ угол между \dot{E}_1 и \dot{E}_2 составляет $\pm 90^\circ$ (для $f = 50 \text{ Гц}$).

Таким образом, измеряя время совпадения знаков двух электрических величин t_c и сравнивая его с выбранной уставкой t_y , осуществляют фазосравнивающую схему, условием срабатывания которой является $t_c \geq t_y$.

В реле РМ-11(12), упрощенная структурная схема которого приведена на рис. 3.36, а, измерение t_c производится по отдельным каналам для положительных и отрицательных значений двух электри-

ческих величин. Это усложнение конструкции обеспечивает более высокое быстродействие по сравнению со способом измерения t_c только положительных (или только отрицательных) значений. Кроме того, параметры фазосравнивающей схемы реле РМ-11 (12) выбраны так, что увеличение сигнала на выходе только одного канала (например, измерения t_c положительных значений \dot{E}_1 и \dot{E}_2) не приводит к срабатыванию порогового элемента. Для этого необходимо одновременное увеличение сигнала и по другому каналу. Этим предотвращается срабатывание реле от аperiodических составляющих в измеряемых электрических величинах.

Входные блоки 1 и 2 реле (рис. 3.36, а) преобразуют ток и напряжение, подводимые к реле, в пропорциональные им электрические величины \dot{E}_1 и \dot{E}_2 , которые подводятся к фазосравнивающей схеме 3. Положительные значения этих величин поступают в измерительный канал 4, отрицательные — в измерительный канал 5. В этих элементах фазосравнивающей схемы производится измерение времени совпадения соответственно положительных и отрицательных значений \dot{E}_1 и \dot{E}_2 . Наличие ограничителя верхнего и нижнего уровня 6 и сумматора 7, а также выбор их параметров обеспечивают отстройку реле от аperiodических процессов. На выходе схемы 3 имеются пороговый элемент 8 и исполнительное реле 9.

Во входных блоках реле осуществляется также формирование определенных угловых сдвигов между \dot{I}_p и \dot{U}_p , необходимых для получения реле с тем или иным значением внутреннего угла реле. В реле РМ-11 предус-

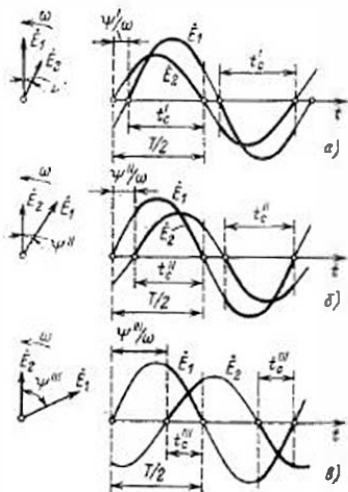


Рис. 3.35. Временные диаграммы измерения синусоидальных величин \dot{E}_1 и \dot{E}_2

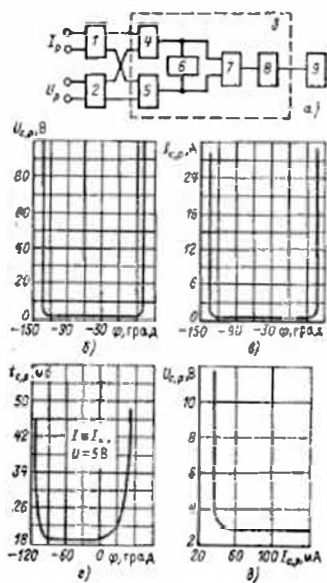


Рис. 3.36. Упрощенная структурная схема реле РМ-11 (12) (а), и характеристики реле (б—д)

мотрена возможность путем переключения во входных цепях напряжения устанавливать значение внутреннего угла реле, равное 60° или 45° (как у реле типа РБМ-171). В реле РМ-12 внутренний угол реле равен -20° (как у реле РБМ-178). На рис. 3.36, б—д приведены угловые характеристики напряжения, тока и времени срабатывания для реле РМ-11 (б, в) и вольтамперная характеристика срабатывания для реле РМ-12 (д). Реле имеют ток срабатывания $0,05 I_{ном}$. Напряжение срабатывания реле РМ-12 устанавливается (ступенчато) равным 1, 2 или 3 В. Напряжение срабатывания реле РМ-11 не регулируется и составляет примерно 0,2 В. Реле этой серии, как показали испытания, обладают стабильностью зоны срабатывания и не имеют самоходов.

Выходной блок реле РМ-11(12) содержит быстродействующее герконовое реле РПГ-5 и промежуточное реле РП-13. Время срабатывания и возврата этих реле составляет 30—40 мс (при использовании быстродействующих выходных реле). Опытные образцы реле испытывались в диапазоне температур $-40 \div +55^\circ\text{C}$. Блок питания реле РМ-11 обеспечивает возможность использовать в качестве источника оперативного тока этих реле переменные напряжения и ток.

3.7. РЕЛЕ ВРЕМЕНИ, ПРОМЕЖУТОЧНЫЕ И УКАЗАТЕЛЬНЫЕ РЕЛЕ

Реле времени. Реле времени предназначены для замедления действия релейной защиты или, как принято говорить, для создания выдержки времени. В СССР получили наиболее широкое распространение и изготавливаются промышленностью реле времени с часовыми механизмами для работы на постоянном и переменном оперативном токе.

Принцип устройства и работы часового механизма реле времени показан на рис. 3.37. Под воздействием ведущей пружины, которая заводится пусковым устройством реле времени (на рис. 3.37 не показано), ведущая шестерня начинает вращаться в направлении, указанном стрелкой. Ее вращение передается на трибку 8, с которой жестко связана храповая шестерня 2, имеющая косые

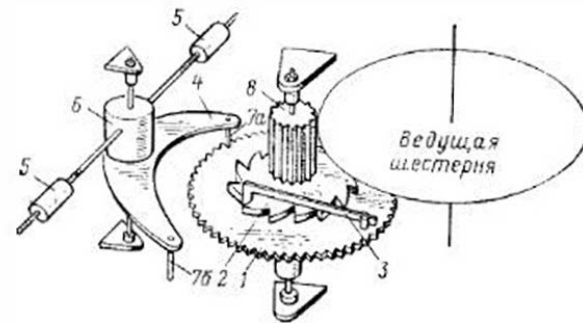


Рис. 3.37. Устройство часового механизма реле времени

зубья. При вращении по часовой стрелке зубья храповой шестерни зацепляются за выступ храповой пружины 3 и тянут ее и связанную с ней анкерную шестерню 1. Непосредственной связи между храповой и анкерной шестернями нет.

Анкерная шестерня 1 образует с анкерной скобой 4 так называемый анкерный или спусковой механизм, создающий выдержку времени. В показанный на рис. 3.37 момент палец анкерной скобы 7а вошел между зубьями анкерной шестерни и остановил ее. Вместе с анкерной шестерней останутся храповая шестерня 2, трибка 8, ведущая шестерня и ее ось, на которой она укреплена вместе с подвижным контактом реле времени.

Палец 7а, остановив анкерную шестерню, сам получает удар, вследствие чего анкерная скоба 4 поворачивается на своей оси, выводит палец 7а из зубьев анкерной шестерни и освобождает ее. При этом анкерная шестерня и сцепленная с ней храповая шестерня, трибка, ведущая шестерня и подвижный контакт свободно поворачиваются до тех пор, пока анкерная скоба не повернется и введет свой второй палец 7б между зубьями анкерной шестерни, чем вновь остановит ее.

Таким образом, движение анкерной шестерни и подвижного контакта происходит не непрерывно, а прерывисто. Частота вращения анкерной шестерни, от которой зависит выдержка времени реле, определяется моментом инерции анкерной скобы, который можно регулировать изменением положения грузиков 5 на коромысле 6. При удалении грузиков от центра коромысла время действия реле увеличивается, а при приближении — уменьшается.

При снятии с обмотки реле напряжения оперативного тока оно мгновенно возвращается в исходное положение возвратной пружины реле. При возврате реле ведущая шестерня, трибка и храповая шестерня вращаются в обратном направлении. При этом зубья храповой шестерни скользят скошенной поверхностью по выступу храповой пружины, не зацепляясь за него. Благодаря этому анкерная шестерня остается неподвижной и, следовательно, часовой механизм не препятствует мгновенному возврату реле в исходное положение.

Устройство реле времени типов ЭВ-100 и ЭВ-200 показано на рис. 3.38 [2, 19]. В этом реле времени ведущая пружина 8 нормально растянута (заведена) и удерживается в таком положении тем, что палец 4 упирается в верхнюю часть якоря 2. При подаче напряжения на обмотку реле 1 якорь 2, втягиваясь, сжимает возвратную пружину 3 и освобождает палец 4. Благодаря этому под воздействием освобожденной ведущей пружины 8 зубчатый сектор 9, укрепленный на оси 12, начинает вращаться и вращать сцепленную с ним шестерню 7, которая в свою очередь вращает валик с укрепленной на нем контактной траверсой 10.

В самом начале вращения валика происходит его сцепление с ведущей шестерней 5 посредством фрикционного устройства 11 на оси 6, которое в данной конструкции реле выполняет функции храповой шестерни и храповой пружины (см. рис. 3.37). Ведущая шестерня 5

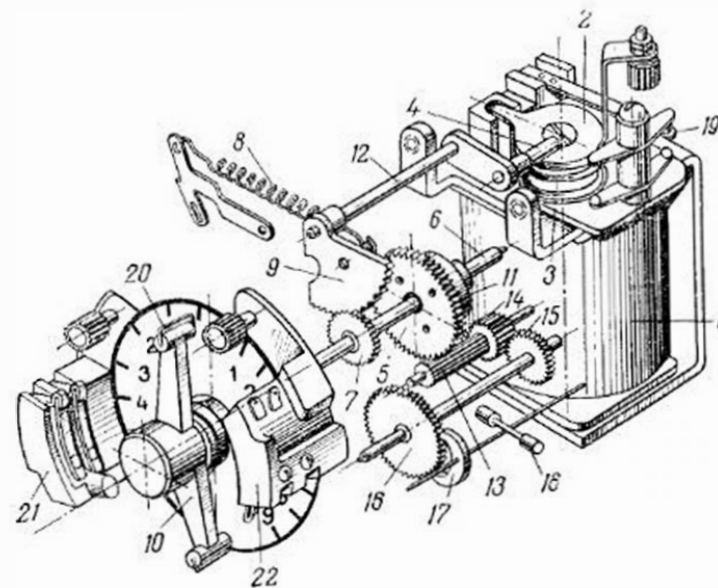


Рис. 3.38. Устройство реле времени типов ЭВ-100, ЭВ-200

через трибку 13 и промежуточные шестерни 14 и 15 связана с часовым механизмом 16—18, имеющим устройство, аналогичное рассмотренному на рис. 3.37. Часовой механизм обеспечивает движение контактной траверсы 10 с определенной скоростью. Поэтому выдержка времени от начала работы реле до замыкания контактов определяется расстоянием между начальным положением подвижного контакта 20 и неподвижными контактами 21 или проскальзывающими контактами 22, которые для изменения уставок можно перемещать по шкале реле. Кроме контактов с регулируемой выдержкой времени, реле времени имеют переключающие контакты мгновенного действия 19. Переключение мгновенных контактов происходит при втягивании якоря.

Реле времени типа ЭВ-100 выпускаются для работы на постоянном оперативном токе 24, 48, 110 и 220 В, а реле типа ЭВ-200 — на переменном оперативном токе 100, 127, 220 и 380 В. Реле времени переменного тока типов ЭВ-215 — ЭВ-245 выпускаются на напряжении 100, 127 и 220 В. В исходном положении обмотки этих реле находятся постоянно под напряжением. При этом ведущая пружина растянута и реле готово к действию. При снятии напряжения с реле контактами пусковых реле (или при его снижении или исчезновении по другим причинам) якорь реле отпадает и освобождает ведущую пружину, под воздействием которой реле срабатывает так же, как рассмотренное на рис. 3.38. При подаче напряжения реле мгновенно возвращается в исходное положение.

Схема внутренних соединений реле времени переменного тока типов РВМ-12 и РВМ-13 приведена на рис. 3.39, а конструктивная

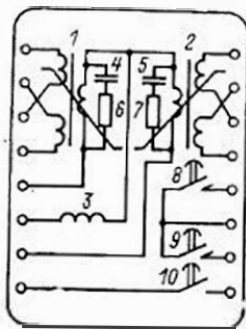


Рис. 3.39. Схема внутренних соединений реле времени типа РВМ

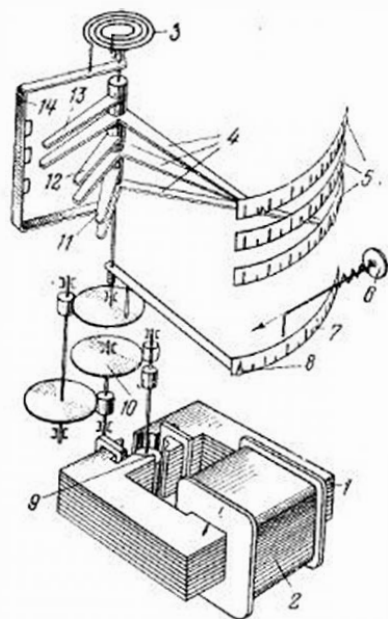


Рис. 3.40. Устройство реле времени типа РВМ

схема — на рис. 3.40. Реле содержит промежуточные насыщающиеся трансформаторы 1 и 2, синхронный электродвигатель 3 и контактную систему 8—10. Вторичные обмотки промежуточных насыщающихся трансформаторов зашунтированы конденсаторами 4, 5 с последовательно включенными резисторами 6, 7 для улучшения формы кривой напряжения, подводимого к обмотке электродвигателя. Первичные обмотки промежуточных насыщающихся трансформаторов включаются в цепь трансформаторов тока защищаемого элемента.

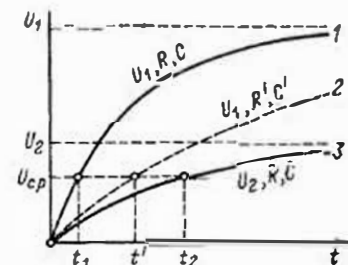
Конструктивно электродвигатель реле состоит из статора 1 (рис. 3.40) с обмоткой 2, втягивающегося ротора 9 и замедляющего редуктора 10. При подаче напряжения на обмотку статора электродвигателя его ротор втягивается в междуполюсное пространство и начинает вращаться с постоянной частотой, зависящей от частоты переменного тока. При втягивании ротора 9 происходит сцепление трибки, находящейся на его оси, с редуктором 10, через который вращение ротора передается рамке 14 с подвижными контактами. По мере перемещения рамки 14 происходит замыкание подвижных контактов с неподвижными контактами: проскальзывающими 12 и 13 и упорными (конечными) 11.

После отключения поврежденного элемента исчезает ток в первичных обмотках промежуточных насыщающихся трансформаторов и, следовательно, напряжение на обмотке статора электродвигателя. При этом ротор двигателя опускается и расположенная на его оси трибка выходит из зацепления с редуктором. В результате этого под воздействием возвратной пружины 3 контактная рамка возвращается в исходное положение.

Реле снабжены указателями выдержки времени 4 на шкале 5, буксирной стрелкой 8, показывающей на шкале 7 выдержку времени,

Рис. 3.41. Изменение напряжения на конденсаторе реле времени:

1 — при напряжении питания U_1 и параметрах схемы R и C ; 2 — при напряжении питания U_1 в параметрах схемы R' и C' ($R' > R$ или $C' > C$); 3 — при напряжении питания U_2 и параметрах схемы R и C



которую набрало реле времени, и квитирующей кнопкой 6.

Реле времени типа РВМ-12 имеет наибольшую выдержку времени 4 с, а реле времени типа РВМ-13 — 10 с.

При последовательном соединении секций первичных обмоток промежуточных насыщающихся трансформаторов ток начала работы составляет менее 2,5 А, а при параллельном — менее 5 А. Потребляемая мощность реле не более 10 В·А.

В настоящее время используется несколько типов полупроводниковых реле времени. В этих реле выдержка времени образуется за счет времени заряда конденсатора через резистор до определенного значения напряжения. Как известно, напряжение на конденсаторе в такой схеме (рис. 3.41) плавно изменяется со скоростью, прямо пропорциональной питающему напряжению и обратно пропорциональной емкости конденсатора или сопротивлению резистора. Выдержка времени заряда конденсатора до напряжения $U_{ср}$ будет тем больше, чем ниже напряжение питания и чем больше величины R и C .

Функциональная схема реле времени типа ВЛ-27 показана на рис. 3.42. Аналогичные функциональные схемы имеют реле типов ВЛ-37 и ВЛ-29.

Выдержка времени реле ВЛ-27 начинается при подаче через выпрямитель VS напряжения питания на схему. При этом срабатывает входное реле $KL1$ и размыкает свой контакт $KL1.1$, начинает работать генератор импульсов GI , подключенный через стабилизатор TS , импульсами с выхода GI через резистор $R1$ заряжается конденсатор $C1$. Когда напряжение на конденсаторе достигнет уровня опорного напряжения, определяемого делителем напряжения на резисторах $R2$ и $R3$, открывается диод $VD1$, импульсы генератора GI проходят через $C2$ на вход триггера DS и устанавливают его в положение, при котором подается напряжение на выходное реле $KL2$. Реле $KL2$ срабатывает и переключает выходные контакты.

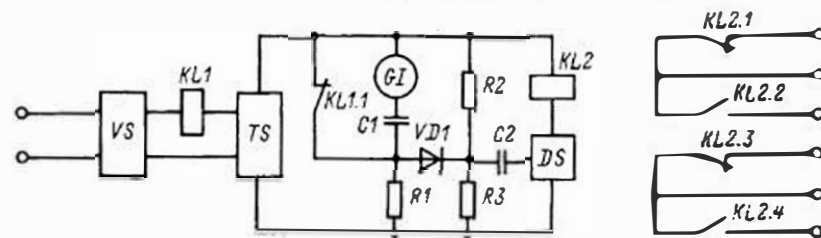


Рис. 3.42. Функциональная схема реле времени типа ВЛ-27

Напряжение от выпрямителя на схему заряда подается через стабилизатор *TS*.

При снятии напряжения питания обесточивается реле *KL1* и разряжает конденсатор *С1*. Триггер *DS* возвращается в исходное состояние. Реле *KL* отпадает, выходные контакты реле возвращаются в исходное состояние.

Реле времени серии ВЛ выпускаются для работы на постоянном оперативном токе напряжением 24 и 110 В, а также на переменном оперативном токе напряжением 110 и 220 В. Реле типов ВЛ-27 (шесть исполнений диапазона выдержек времени от 0,1—10 с до 2—200 с) и ВЛ-29 (один диапазон 0,1—10 мин) выпускаются на напряжение питания 110 В постоянного, 110 и 220 В переменного оперативного тока. Реле ВЛ-37 выпускаются на те же диапазоны, что и реле ВЛ-27, но на напряжение постоянного оперативного тока 24 В.

Минимальное время подготовки реле к очередной работе — 0,3 с, максимальное время возврата реле — 0,2 с. Мощность, потребляемая от сети, не превышает 8 В·А. Выходные контакты реле длительно выдерживают ток 4 А, коммутационная их способность: на постоянном токе — 25 Вт индуктивной нагрузки с постоянной времени 0,01 с; на переменном токе — 250 В·А при коэффициенте мощности 0,4.

Принцип заряда конденсатора до определенного уровня использован также в реле типа РВ-01. Эти реле имеют диапазоны выдержек времени 0,1—1 с; 0,3—3 с; 0,1—10 с и 0,3—30 с. Выдержки времени регулируются ступенчато при помощи двух переключателей: одного — через 10 % и другого — через 1 % максимальной уставки по шкале реле. Управление работой реле осуществляется подачей напряжения питания. Реле РВ-01 выпускаются для работы на постоянном оперативном токе напряжением 48, 60, 110, 220 В и переменном — 100, 127, 220 и 380 В. Реле имеют два переключающих контакта, которые срабатывают с одинаковой выдержкой времени. Время возврата реле — не более 0,06 с на постоянном токе и 0,075 с на переменном, время подготовки к повторной работе — не более 0,1 с на постоянном и переменном токе.

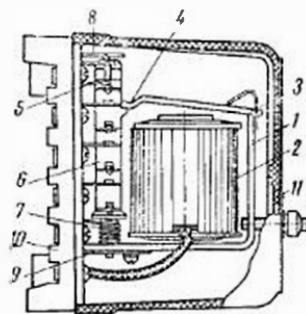
Выпускаются также полупроводниковые реле времени РВ-03. Эти реле осуществляют регулируемую выдержку времени после снятия с них напряжения питания (аналогично электромеханическим реле времени серии ЭВ-200). Реле РВ-03 имеют один контакт, переключающийся без выдержки времени, и два контакта с независимой регулируемой выдержкой на их замыкание. Выдержки времени регулируются ступенчато в пределах от 0,15 до 20 с.

Промежуточные реле. Основным назначением промежуточных реле является:

размножение контактов основного реле в тех случаях, когда при срабатывании последнего требуется одновременно замкнуть или разомкнуть несколько цепей. Одним из таких случаев является одновременное отключение от защиты нескольких выключателей;

разгрузка контактов основного реле при необходимости замыкания или размыкания цепей такой мощности, на которую контакты

Рис. 3.43. Промежуточное реле типа РП-23



основного реле не рассчитаны. В этих случаях основное реле замыкает цепь обмотки промежуточного реле, а последнее своими более мощными контактами замыкает или размыкает соответствующие цепи.

Промежуточные реле выполняются на электромагнитном принципе для работы на оперативном постоянном и переменном токе. В зависимости от назначения промежуточные реле выполняются с обмотками напряжения или обмотками тока или теми и другими одновременно. Промежуточные реле с обмотками напряжения включаются на полное напряжение источника оперативного тока. Промежуточные реле с обмотками тока включаются последовательно в цепь обмоток других аппаратов (например, отключающих катушек выключателей) и работают от тока, проходящего по этой цепи. Реле постоянного тока изготавливаются на напряжения 24, 48, 110 и 220 В, а переменного тока — на 127, 220 и 380 В.

Промежуточные реле типов РП-23 и РП-24 выполняются для работы на постоянном токе. Устройство реле типа РП-23 показано на рис. 3.43. Реле состоит из электромагнита 1 с обмоткой 2, якоря 3 с хвостовиком 4, неподвижных контактов 5, подвижной контактной системы 6, возвратной пружины 7, упора 8, регулировочной пластины 9. Все элементы реле крепятся на доколе 10 и закрываются кожухом 11. При подаче напряжения на обмотку реле якорь 3 втягивается и хвостовиком 4 перемещает вниз подвижную контактную систему, переключающую контакты реле.

Реле РП-24 отличается от реле РП-23 наличием встроенного механического указателя срабатывания реле с ручным возвратом.

Аналогичное реле РП-23 и РП-24 устройство имеют промежуточные реле типов РП-25 и РП-26, которые выполняются для работы на переменном оперативном токе. Для предотвращения вибрации подвижной системы эти реле имеют короткозамкнутый виток на сердечнике электромагнита.

Все реле рассматриваемых типов имеют по пять контактов, которые могут быть использованы в различных комбинациях. Время срабатывания этих реле составляет примерно 0,06 с. Потребляемая мощность при номинальном напряжении порядка 6 Вт у реле РП-23, РП-24 и порядка 8 В·А у реле РП-25, РП-26.

Промежуточные малогабаритные кодовые реле типа КДР по конструкции магнитной системы электромагнита делятся на три типа: реле КДР-1, имеющие неразветвленную магнитную систему Г-образной формы (рис. 3.44, а); реле КДР-3М, имеющие разветвленную магнитную систему П-образной формы (рис. 3.44, б); реле КДР-5М и КДР-6М, также имеющие разветвленную магнитную систему, но увеличенного размера и снабженные дополнительно короткозамкнутыми витками в виде медных шайб (рис. 3.44, в).

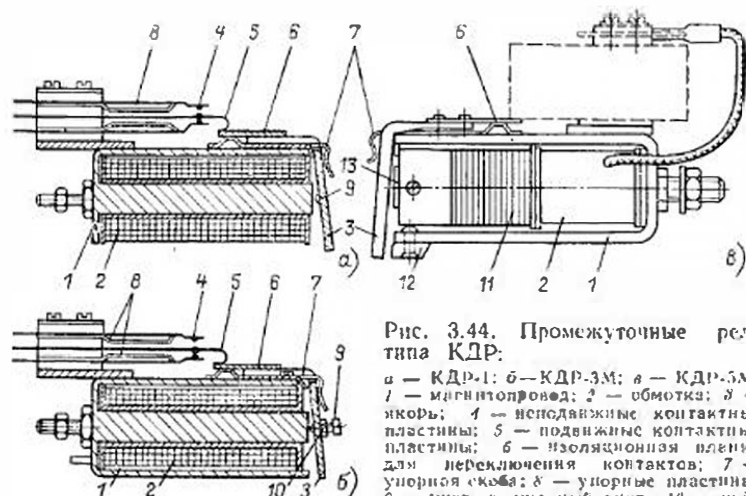


Рис. 3.44. Промежуточные реле типа КДР:

а — КДР-1; б — КДР-3М; в — КДР-5М;
 1 — магнитопровод; 2 — обмотка; 3 — якорь; 4 — неподвижные контактные пластины; 5 — подвижные контактные пластины; 6 — изоляционная вилка для переключения контактов; 7 — упорная скоба; 8 — упорные пластины; 9 — упор и упорный винт; 10 — гайка; 11 — медные шайбы; 12 — упор якоря; 13 — крепление шайб

Все кодовые реле имеют наборные контактные системы из контактных пластин различного типа, собираемых в элементарные контактные группы для получения требуемых комбинаций замыкающих, размыкающих и переключающих контактов. Кодовые реле имеют различное, регулируемое время срабатывания и отпадания, которое зависит от типа магнитной системы и количества контактных групп (табл. 3.1). Потребление реле не превышает 3 Вт.

Промежуточные реле типов РП-211—РП-215 относятся к серии малогабаритных быстродействующих реле постоянного тока. Конструктивно реле всех указанных типов выполнены аналогично и отличаются друг от друга типом и количеством контактов и обмоток.

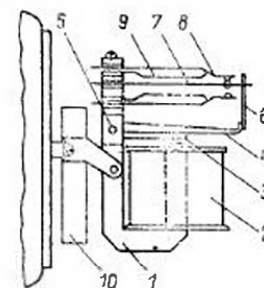
Устройство реле типа РП-211 показано на рис. 3.45. Реле состоит из шихтованного электромагнита 1, на котором расположены обмотки 2; стального якоря 3, к которому прикреплена алюминиевая рамка 4; изоляционной рамки 6; контактной системы, состоящей из подвижных контактных пружин 7, неподвижных контактных пружин 8 и упорных пластин 9; дополнительного сопротивления 10, включенного последовательно с обмоткой.

При подаче напряжения на обмотку реле якорь притягивается к полюсу электромагнита и поворачивается вместе с рамкой 4 вокруг оси 5. При этом изоляционная рамка 6, перемещаясь, отклоняет подвижные контактные пружины, чем производится замыкание и размыкание соответствующих контактов.

Таблица 3.1

Времена, с	Тип реле			
	КДР-1	КДР-3М	КДР-5М	КДР-6М
Срабатывания	0,01—0,12	0,02—0,15	0,01—0,25	0,08—0,35
Отпадания	0,002—0,02	0,07—0,25	0,01—0,65	0,25—1,0

Рис. 3.45. Устройство промежуточного реле типа РП-211



Время действия реле составляет 0,01 с. Потребление обмоток напряжения — около 5 Вт для реле РП-211 и РП-215; 6 Вт для реле РП-212 и 8 Вт для реле РП-213 и РП-214. Потребление токовых удерживающих обмоток не превышает 1,2 Вт для реле РП-213 и 2 Вт для реле РП-214. Удерживающие обмотки выполняются на номинальные токи 1, 2 и 4 А, а обмотки напряжения — на 110 и 220 В.

Промежуточные реле типов РП-251—РП-256, устройство которых показано на рис. 3.46, состоят из разветвленного магнитопровода, на среднем стержне которого расположены обмотка 4 и медные шайбы 14; стального якоря 10 с регулировочным винтом 12, укрепленным на магнитопроводе с помощью скобы 11; контактной системы, состоящей из колодки 9 с неподвижными контактами 8 и подвижных контактов 7, укрепленных на штоке 6; возвратной пружины 5. Медные шайбы крепятся кольцом 13.

При подаче напряжения на обмотку реле якорь 10, притягиваясь к сердечнику магнитопровода, упирается в выступающую часть штока 6 и перемещает его вместе с подвижными контактами, чем производится замыкание и размыкание соответствующих контактов. Медные шайбы, расположенные перед обмоткой (рис. 3.46, а), создают некоторое замедление на срабатывание реле, а расположенные за обмоткой (рис. 3.46, б) — замедление на возврат реле в исходное положение после снятия напряжения с его обмотки. Время замедления может регулироваться изменением количества шайб.

Основные параметры реле приведены в табл. 3.2.

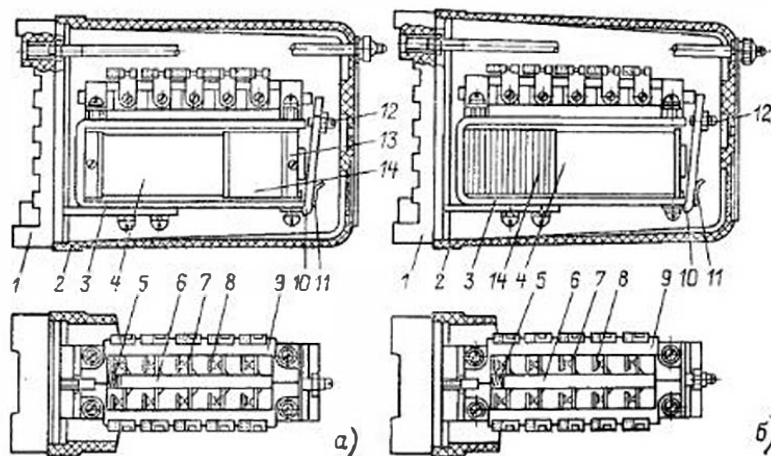


Рис. 3.46. Промежуточное реле типа РП-250:
 а — РП-251; б — РП-252

Таблица 3.2

Тип реле	Потребление обмоток, Вт		Время задержания, с	
	напряжения	тока	на срабатывание	на возврат
РП-251	6	—	0,06—0,12	—
РП-252	7	—	—	1,1
РП-253	15	1	0,04—0,07	—
РП-254	3	6	0,05	0,5
РП-255	6	1	0,05	—
РП-256	8	—	—	1,1

Примечание. Поскольку реле РП-256 предназначено для работы на переменном оперативном токе, потребление его обмотки дано в вольт-амперах (В·А).

Промежуточные реле типов РП-321 и РП-341 предназначены для питания непосредственно от вторичных обмоток трансформаторов тока в схемах защиты и автоматики на оперативном переменном токе. Реле отличаются выполнением контактной системы. Реле РП-321 имеет контакты нормальной мощности, а реле РП-341 кроме контакта нормальной мощности имеет усиленные переключающие контакты, предназначенные для шунтирования и дешунтирования отключающих катушек выключателей при переменном токе до 150 А в цепи с сопротивлением не более 4,5 Ом.

Устройство реле РП-341 показано на рис. 3.47, а схемы внутренних соединений — на рис. 3.48. Первичная обмотка насыщающегося трансформатора 1 включается в цепь трансформаторов тока, а на вторичную обмотку через выпрямители 2, расположенные на панели 11, включено электромагнитное реле, состоящее из шихтованного магнитопровода 3, обмотки 4 и шихтованного якоря 5. Параллельно обмотке реле включен конденсатор 6 для сглаживания выпрямленного тока. Выпрямители, соединенные в схему однофазного моста, обеспечивают двухполупериодное выпрямление переменного тока (см. рис. 3.17).

Контактная система усиленного типа состоит из трех пластин с контактами. В нормальном состоянии контакт а пластины 7 замкнут с контактом б пластины 8, а контакты в и г разомкнуты. При подаче в реле тока, превышающего ток срабатывания, якорь 5 притягивается к магнитопроводу и через изоляционную пластину и толкатель 10, упирающийся в пластину 9, производит переключение контактов. При этом вначале за счет прогиба пластины 9 замыкаются контакты в и г, а затем за счет прогиба пластин 8 и 9 замыкаются контакты а и б. Следует обратить внимание на то, что контакты б и г являются общей точкой электрической цепи, переключение которой осуществляется с контакта а на контакт в.

Включение обмотки реле может производиться замыкающим или размыкающим контактом пускового реле. В первом случае контакт пускового реле включается на зажимы 11—13 (рис. 3.48, а) и при его срабатывании замыкается цепь обмотки реле. Во втором случае зажимы 11—13 соединяются перемычкой, а контакты пуско-

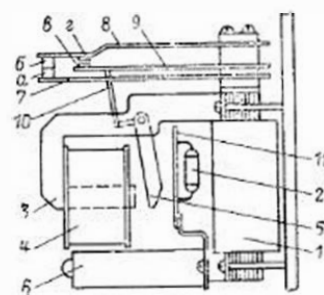


Рис. 3.47. Устройство промежуточного реле типа РП-341

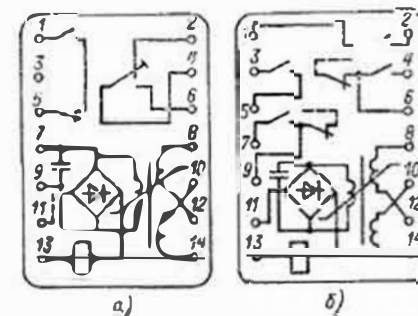


Рис. 3.48. Схемы внутренних соединений промежуточных реле переменного тока.

а — РП-341; б — РП-321

вого реле подключаются к зажимам 7—9 (рис. 3.48, а), шунтируя вторичную обмотку насыщающегося трансформатора. При срабатывании пускового реле обмотка дешунтируется.

Реле имеет уставки тока срабатывания 2,5 А при последовательном соединении первичных обмоток насыщающегося трансформатора и 5 А — при их параллельном соединении. Потребление реле составляет около 6 В·А, время срабатывания — около 0,05 с.

Промежуточные реле типов РП-351 и РП-352 применяются в цепях переменного (РП-351) и постоянного (РП-352) тока в качестве вспомогательных двухпозиционных реле в схемах автоматики. Общий вид реле приведен на рис. 3.49.

Реле имеет две магнитные системы 6, между которыми расположен якорь 5, вращающийся на призме. В верхней части якорь имеет толкатель 4, переключающий контакты реле при притягивании якоря к одной из магнитных систем. Последовательно с катушками реле включены блокирующие контакты таким образом, что питающее напряжение может попасть только на катушку магнитной системы, противоположной той, к которой притянут якорь реле в данный момент.

При подаче питающего напряжения на катушку подготовленной к работе магнитной системы якорь перекидывается, переходя нейтральную точку, определяемую положением наибольшего сжатия пружины 3. После прохождения якорем нейтральной точки размыкаются контакты, включенные в цепь катушки данной магнитной системы, и замыкаются контакты в цепи катушки противоположной магнитной системы, подготавливая ее к приему команды на перевод подвижной системы в обратном направлении. При этом кроме толкателя якорь реле перемещает фиксирующую пружину, имеющую наибольшее сжатие при среднем положении якоря. Реле помещается в пластмассовом корпусе, состоящем из цоколя 1 и кожуха с застекленной передней стенкой 2. Реле имеют один замыкающий, один размыкающий и два переключающих контакта. Кроме того, в цепи каждой катушки последовательно включен один контакт.

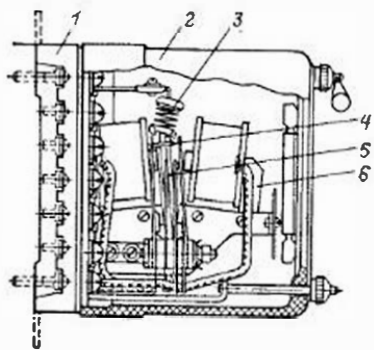


Рис. 3.49. Промежуточное реле типа РР-351 (РР-352)

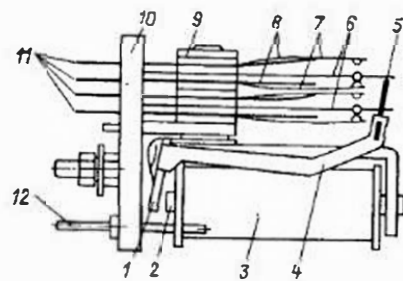


Рис. 3.50. Промежуточное реле РЭC22

Реле типа РР-351 выполняются на номинальные напряжения 100, 127 и 220 В переменного тока; реле РР-352 — на номинальные напряжения 24, 48, 110 и 220 В постоянного тока. Мощность, потребляемая катушками в момент срабатывания (при отпущенном якоре), не превышает 35 Вт для реле переменного тока и 25 Вт для реле постоянного тока. Катушки реле не рассчитаны на длительное прохождение тока, так как включаются только на время, достаточное для срабатывания реле. Время срабатывания реле при номинальном напряжении — не более 0,06 с.

Такое же назначение имеют *двухпозиционные реле типов РР-11 и РР-12*. У этих реле подвижная система удерживается в том или другом крайнем положении при помощи постоянных магнитов, действие которых при переключении реле преодолевается усилием, создаваемым соответствующей (одной из двух) управляющей катушкой. Эти реле также выпускаются для цепей постоянного и переменного тока, напряжение их срабатывания составляет 70—80 % номинального, катушки реле термически неустойчивы и содержат в своих цепях блокировочные контакты, предотвращающие длительное подключение напряжения питания. Время срабатывания — не более 0,06 с. Реле имеют по четыре контакта: два переключающих, один замыкающий, один размыкающий.

Малогабаритные промежуточные реле типов РМУГ, РЭС8, РЭС22 применяются в основном в таких устройствах релейной защиты и автоматики, в которых наряду с реле используются полупроводниковые приборы и снижены рабочие напряжения и токи. На рис. 3.50 показано устройство промежуточного реле РЭС22. Якорь 1 реле, притягиваясь к сердечнику 2 с размещенной на нем обмоткой 3, перемещает вверх рычаг 4. В рычаге 4 запрессована изолирующая пластина-толкатель 5, которая перемещает вверх пружинные контактные пластины 6 подвижных контактов. При этом подвижный контакт переключается с нижнего на верхний неподвижный контакт, которые размещены на неподвижных контактных пластинах 7. Начальное положение контактов регулируется упорами 8. Реле имеет четыре пары переключающих контактов. Контактная

система реле крепится между изолирующими прокладками 9 к магнитопроводу реле, а магнитопровод — к основанию 10, в котором на специальных изоляторах закреплены выводы контактов 11 и выводы катушки 12. На основание надевается металлический кожух реле, предохраняющий механизм реле от загрязнений. Кожух этого реле не герметизирован. Реле РЭС22 предназначены для работы при температурах $-60 \div +85$ °С.

В зависимости от параметров обмотки эти реле срабатывают при токах 10—40 мА (или напряжениях 5—15 В). Гарантируется 10^4 срабатываний реле при переключении тока 50 мА и при напряжении 60 В, или 10^4 срабатываний при токе 0,3 А и том же напряжении, или 10^1 срабатываний при токе 1 А и напряжении 30 В. Время срабатывания — 15 мс.

Реле РМУГ имеет герметизированный кожух прямоугольной формы. Реле имеет примерно те же параметры, что и реле РЭС22, кроме времени срабатывания, которое составляет 25—40 мс в зависимости от обмоточных данных и количества контактных групп, которые у реле РМУГ могут содержать от одного размыкающего до четырех переключающих контактов в зависимости от модификации реле.

Реле РЭС8 имеет герметизированный цилиндрический корпус. Параметры реле примерно такие же, как у реле РЭС22, кроме диапазона рабочих температур, который для реле РЭС8 составляет $-60 \div +50$ °С. Реле РЭС8 различаются по обмоточным данным катушки и имеют одно исполнение контактов: шесть переключающихся. У всех малогабаритных реле подсоединение внешних проводов осуществляется пайкой.

Герконы. Наряду с описанными выше электромагнитными промежуточными реле в современных полупроводниковых устройствах релейной защиты широкое применение получили герметизированные магнитоуправляемые контакты, или герконы, которые по принципу действия как бы объединяют в себе функции электрического контакта и подвижного якоря электромеханического реле. Это обеспечивается за счет того, что контактные пружины герконов изготовлены из магнитных металлов и могут перемещаться при воздействии на них магнитного поля и переключать при этом электрическую цепь, которая проходит через них. Части контактных пружин герконов, осуществляющие непосредственный электрический контакт, имеют специальное покрытие из хорошо проводящего металла. Контактная система геркона заключена в герметичный корпус из стекла (или реze из керамики), заполненный инертными газами смеси или, наоборот, вакуумный, что обеспечивает хорошее искрогашение.

Существует много видов магнитоуправляемых герконов, отличающихся способами воздействия магнитного поля на их подвижную систему, конструкцией и количеством контактных систем в одном герметизированном корпусе. На рис. 3.51 показаны конструкции простейших герконов. Большинство герконов допускает переключение цепей с мощностью от десятков до сотен ватт при напряжениях до 200—500 В и токах до 0,5 А. Есть герконы, осуществляющие переключение цепей с напряжением до 5000 В и током до 10 А.

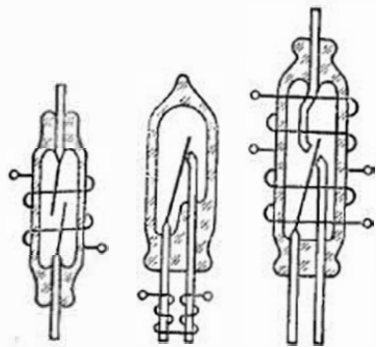


Рис. 3.51. Конструкции герконов

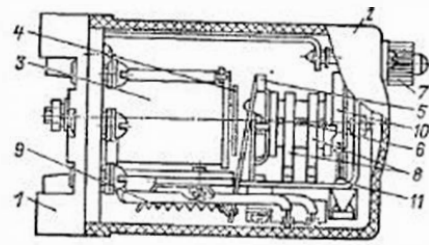


Рис. 3.52. Указательное реле типа РУ-21

Время срабатывания и возврата для большинства герконов находится в пределах 0,1—3 мс. Наиболее быстродействующие герконы срабатывают за 0,02 мс. Размеры большинства герконов таковы: диаметр корпуса — порядка 3—5 мм, длина корпуса — 30—50 мм. Количество срабатываний герконов без их повреждения зависит от переключаемой мощности. Диапазон рабочих температур $-60 \div +125^\circ\text{C}$.

На основе герконов применяются промежуточные реле, имеющие катушку управления, в магнитном поле которой размещают стеклянный баллон с контактной системой. Разные исполнения герконов РПГ-5 имеют один-два замыкающих контакта или один размыкающий. Контакты реле рассчитаны на 10^6 срабатываний при токе 30 мА и напряжении 220 В или 10^4 срабатываний при токе 1 А и напряжении 30 В. Испытательное напряжение изоляции — 500 В. Реле РПГ-5-210100 содержит постоянный магнит, создающий начальное нажатие в контактах.

Кроме реле РПГ-5 в устройствах релейной защиты и автоматики применяются реле на основе более мощных герконов типа МКС-52201. Эти герконы могут коммутировать токи до 2,5 А в цепях постоянного тока. Количество переключений без повреждений контактной системы этого геркона составляет не менее $2 \cdot 10^6$ операций. Магнитодвижущая сила срабатывания МКС-52201 составляет 200 А, а отпускания — не менее 60 А. Время срабатывания — не более 10 мс, возврата — не более 8 мс. Стеклянный баллон имеет диаметр 7 и длину 52 мм.

Указательные реле. Указательные реле используются в схемах релейной защиты и автоматики в качестве указателей срабатывания этих устройств. Указательные реле бывают последовательного и параллельного включения. Обмотки реле последовательного включения включаются в цепь обмоток других реле и аппаратов (например, в цепь отключающих катушек выключателей) и, срабатывая от тока, проходящего по этой цепи, фиксируют факт ее замыкания. Обмотки реле параллельного включения включаются параллельно обмоткам других реле или аппаратов и, срабатывая от напряжения,

подаваемого на обмотки реле или аппаратов, фиксируют факт появления напряжения в этой точке электрической схемы.

Устройство указательного реле типа РУ-21, широко распространенного в настоящее время, показано на рис. 3.52. Реле включает в себя электромагнит, состоящий из сердечника 4 с обмоткой 3, якорь 5, сигнальный флажок 10, контактный мостик 6, контактные пластины 8, возвратную пружину 9, скобу 11 и возвратную кнопку 7. В исходном положении сигнальный флажок заведен и удерживается упором якоря в таком положении. При прохождении тока по обмотке реле якорь, притягиваясь к электромагниту, освобождает флажок, который под собственным весом поворачивается против силовых окошек. Одновременно с флажком поворачивается и изоляционный цилиндр с контактным мостиком, который производит замыкание или размыкание контактных пластин. Реле смонтировано на цоколе 1 и закрыто кожухом 2.

После прекращения тока в обмотке реле его якорь возвращается в исходное положение, а сигнальный флажок и контакты остаются в сработавшем положении, указывая и сигнализируя о срабатывании данного устройства защиты или автоматики. Возврат сигнального флажка и контактов реле в исходное положение производится обслуживающим персоналом путем поворота флажка и цилиндрика с контактным мостиком с помощью фигурной кнопки 7, выведенной на лицевую сторону кожуха реле.

Применяются также указательные реле типа РУ-1. Принцип действия этих реле такой же, как и у реле РУ-21. Реле РУ-1 имеет П-образный сердечник с двумя катушками, соединенными последовательно. Якорь реле РУ-1 поворотный, а указатель срабатывания перемещается в прямолинейных направляющих. При срабатывании реле указатель, окрашенный в красный цвет, приближается к прозрачному окну в пластмассовом корпусе и становится видимым через это окно. Возврат реле РУ-1 осуществляется нажатием на кнопку.

Перемотка реле времени, промежуточных и указательных реле. Обмотки однофазных реле на разные номинальные напряжения и токи отличаются числом витков и диаметром обмоточного провода. При необходимости изменить номинальные напряжение или ток производится замена их обмоток. В случае отсутствия необходимых запасных обмоток производится их перемотка. При этом необходимое число витков и диаметр обмоточного провода определяются по следующим выражениям:

а) для параллельной обмотки

$$\omega_2 = \omega_1 \frac{U_2}{U_1}; \quad d_2 = d_1 \sqrt{\frac{U_1}{U_2}};$$

б) для последовательной обмотки

$$\omega_2 = \omega_1 \frac{I_1}{I_2}; \quad d_2 = d_1 \sqrt{\frac{I_2}{I_1}},$$

где ω_1 — число витков обмотки на напряжение U_1 или ток I_1 (до перемотки); d_1 — диаметр провода обмотки на напряжение U_1 или

ток I_1 (до перемотки); w_2 — число витков обмотки, которое нужно намотать для напряжения U_2 или тока I_2 ; d_2 — диаметр провода обмотки на напряжение U_2 или ток I_2 .

3.8. ПОЛЯРИЗОВАННЫЕ РЕЛЕ

Поляризованные реле работают на электромагнитном принципе. Отличительной особенностью их является то, что на якорь реле действуют два независимых магнитных потока: поляризующий $\Phi_{п.}$, создаваемый постоянным магнитом, и рабочий $\Phi_{р.}$, создаваемый током, проходящим по обмоткам реле. Различают две системы поляризованных реле: дифференциальную и мостовую.

На рис. 3.53 показан принцип действия поляризованного реле дифференциальной системы. Реле состоит из постоянного магнита 1, создающего поляризующий магнитный поток $\Phi_{п.}$, электромагнита 2 с обмоткой 3, создающей рабочий магнитный поток $\Phi_{р.}$, якоря 4 с укрепленными на нем подвижными контактами 5 и неподвижных контактов 6.

При отсутствии тока в обмотке реле (см. рис. 3.53, а) в магнитной системе реле имеет место только поляризующий магнитный поток $\Phi_{п.}$. Если при этом якорь реле установить в строго нейтральное положение, то поляризующий магнитный поток будет разветвляться на две равные части, левую и правую, т. е.

$$\Phi_{п., прав} = \Phi_{п., лев} = 0,5\Phi_{п.}$$

В этом случае на якорь действуют равные по величине, но противоположно направленные силы притяжения к левому и правому полюсам электромагнита. Поскольку результирующая сила, действующая на якорь, при этом равна нулю, то якорь будет оставаться в нейтральном положении.

Однако такое положение является неустойчивым. Достаточно небольшой несимметрии в воздушных зазорах или внешнего толчка, смещающего якорь с нейтрального положения, как равенство магнитных потоков в правом и левом зазорах, а следовательно, и сил, действующих на якорь, нарушится. В результате якорь притянется к тому полюсу электромагнита, сила притяжения к которому стала больше (например, к левому на рис. 3.53, б).

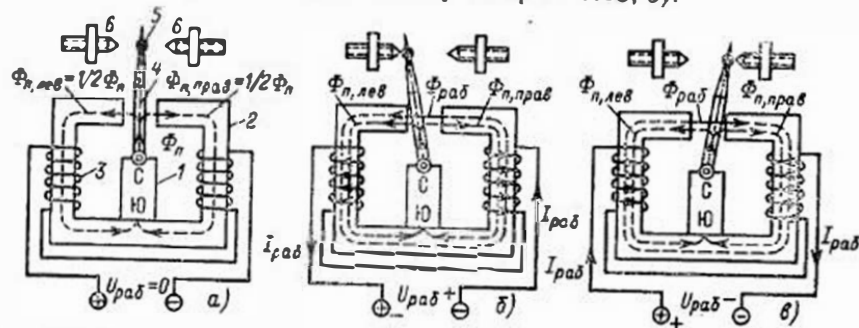


Рис. 3.53. Принцип устройства и действия поляризованного реле

При положении якоря у левого полюса левый зазор меньше правого и, следовательно, $\Phi_{п., лев} > \Phi_{п., прав}$. Если теперь подать на обмотку реле напряжение постоянного тока $U_{раб}$ указанной на рис. 3.53, б полярности (минус на зажим «+» и плюс на зажим «-»), то под влиянием тока $I_{раб}$ в воздушном зазоре появится магнитный поток $\Phi_{раб}$, направленный от правого полюса электромагнита к левому. При этом суммарные магнитные потоки в правом и левом воздушном зазорах будут равны:

$$\Phi_{сум., лев} = \Phi_{п., лев} + \Phi_{раб};$$

$$\Phi_{сум., прав} = \Phi_{п., прав} - \Phi_{раб}.$$

В результате того, что магнитный поток в левом зазоре увеличился, а в правом — уменьшился, якорь будет еще сильнее притягиваться к левому полюсу, замыкая левый контакт.

Если изменить полярность напряжения $U_{раб}$, как показано на рис. 3.53, в (плюс на зажим «+» и минус на зажим «-»), то направление тока $I_{раб}$ и магнитного потока $\Phi_{раб}$ изменится на противоположное. В этом случае суммарные магнитные потоки в правом и левом воздушных зазорах будут равны:

$$\Phi_{сум., лев} = \Phi_{п., лев} - \Phi_{раб};$$

$$\Phi_{сум., прав} = \Phi_{п., прав} + \Phi_{раб}.$$

В результате того, что магнитный поток в левом зазоре уменьшился, а в правом — увеличился, якорь притянется к правому полюсу электромагнита. При этом разомкнется левый и замкнется правый контакт реле.

При снятии рабочего напряжения якорь реле останется у правого полюса электромагнита, продолжая замыкать правый контакт. Для того, чтобы реле переключилось и замкнуло левый контакт, необходимо подать на его рабочую обмотку напряжение обратной полярности (как в случае, показанном на рис. 3.53, б). После снятия этого напряжения якорь останется у левого полюса, замыкая левый контакт.

Из рассмотренного принципа действия следует, что поляризованное реле срабатывает при определенной полярности рабочего напряжения. Поляризованные реле могут применяться для работы только на постоянном токе. При подаче переменного тока якорь реле будет попеременно притягиваться то к правому, то к левому полюсу электромагнита, т. е. вибрировать с частотой приложенного напряжения.

У рассмотренного выше поляризованного реле неподвижные контакты были расположены по обе стороны нейтральной линии и на равном расстоянии от нее. Такая настройка контактов называется нейтральной. Особенностью нейтральной настройки контактов является то, что при снятии рабочего напряжения якорь реле остается в том же положении, в которое переместился при подаче этого напряжения, и что для переключения контактов реле необходимо подать на его обмотку напряжение обратной полярности.

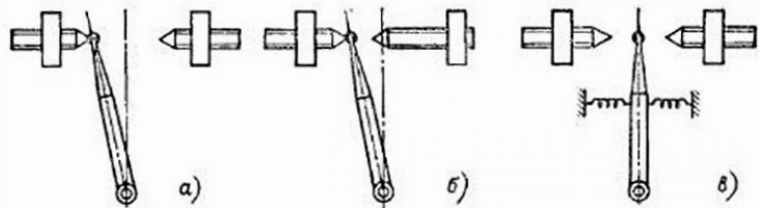


Рис. 3.54. Виды настройки контактов поляризованных реле:
а — нейтральная; б — с преобладанием; в — трехпозиционная

Применяется также другая настройка контактов «на преобладание». Для этого один из контактов, например правый (рис. 3.54, б), выдвигается за нейтральную линию. При такой настройке зазор между якорем и полюсом электромагнита всегда меньше правого и, следовательно, $\Phi_{п.лев} > \Phi_{п.прав}$. Поэтому при снятии рабочего напряжения якорь реле будет всегда возвращаться к левому полюсу.

На рис. 3.54, в показана еще одна так называемая трехпозиционная настройка контактов: при подаче напряжения одной полярности замыкается один контакт, другой полярности — другой контакт, а при снятии напряжения якорь возвращается пружиной в нейтральное положение.

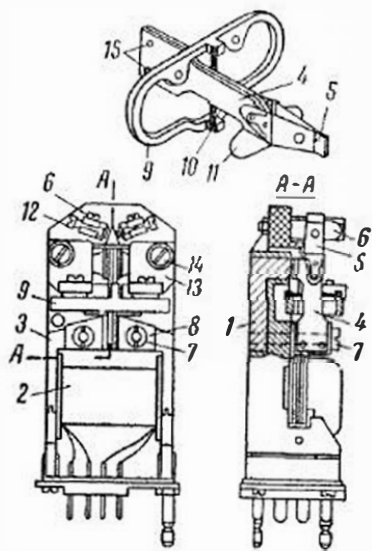


Рис. 3.55. Устройство поляризованного реле мостовой системы типа РР:

1 — постоянный магнит; 2 — рабoчaя обмотка; 3 — электромагнит; 4 — якорь; 5 — подвижные контакты; 6 — неподвижные контакты; 7 — винты; 8 — полюсные наконечники; 9 — рамка; 10 — пружины; 11 — надставка якоря; 12 — регулировочные винты; 13 — фарфоровая или керамическая колодка; 14 — винты; 15 — изоляционные стержни

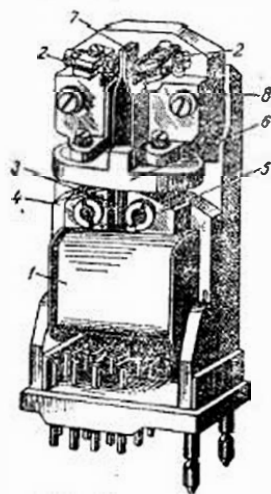


Рис. 3.56. Внешний вид поляризованного реле типа РР-7

1 — обмотки; 2 — неподвижные контакты; 3 — якорь; 4 — электромагнит; 5 — полюсные наконечники; 6 — рамка; 7 — контактные пружины с подвижными контактами; 8 — керамическая колодка

Наибольшее распространение получили в релейной защите поляризованные реле мостовой системы типов: РР-4 с нейтральной настройкой контактов, РР-5 с трехпозиционной настройкой и РР-7 с настройкой «на преобладание». Устройство поляризованного реле типа РР показано на рис. 3.55 и внешний вид — на рис. 3.56.

Широкое применение поляризованные реле получили благодаря их высокой чувствительности и быстрдействию. Вследствие того, что усилие на якоре создается как постоянным магнитом, так и электромагнитом, реле потребляет при срабатывании небольшую мощность. Так, реле РР-4 и РР-5 имеют мощность срабатывания 0,01—0,15 мВт, реле РР-7 — 0,15—1 мВт. Время срабатывания составляет у реле РР-4 и РР-7 порядка 5 мс (0,005 с) и у реле РР-5 — 10—15 мс.

Поляризованные реле имеют весьма высокую кратность термической стойкости, составляющую 20—50 против примерно 1,5 у электромагнитных реле постоянного тока.

Благодаря высокой чувствительности и малому потреблению поляризованные реле широко применяются для выполнения чувствительных реле тока, напряжения, мощности и других с включением через выпрямители. В зависимости от требований к характеристикам реле и условий работы используются различные схемы выпрямления. Наиболее широкое распространение получила схема двухполупериодного выпрямления (см. рис. 3.17).

3.9. ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ МАГНИТОЭЛЕКТРИЧЕСКОГО РЕЛЕ

Магнитоэлектрическое реле (рис. 3.57) состоит из неподвижной части, включающей в себя постоянный магнит 1, стальной цилиндр 2, упор 3 и неподвижный контакт 4, и подвижной части, которая выполнена в виде рамки с обмоткой 5 и подвижным контактом 6 на общей оси. При отсутствии тока в обмотке рамка под влиянием противодействующих пружин находится в исходном положении. Эти пружины используются одновременно как токоподводы

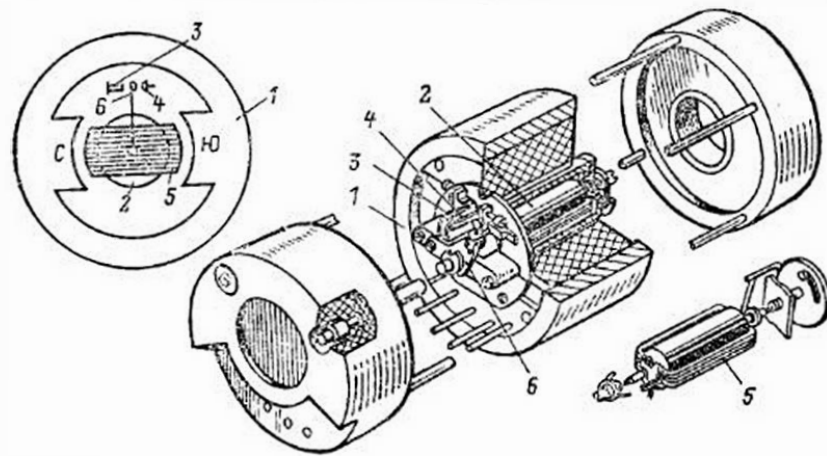


Рис. 3.57. Принцип действия магнитоэлектрического реле

к обмотке рамки и подвижному контакту. При подаче в обмотку постоянного тока возникают силы взаимодействия между током в рамке и магнитным полем постоянного магнита, под влиянием которых создается вращающий момент на оси рамки, с которой скреплен подвижный контакт реле.

Направление поворота рамки зависит от направления тока в ее обмотке. При одном определенном направлении тока рамка поворачивается в сторону замыкания подвижного контакта б и неподвижного контакта 4, а при обратном — в сторону заклинивания, и реле таким образом срабатывает только при определенной полярности тока в его обмотке.

Магнитоэлектрические реле могут применяться для работы только на постоянном токе. При подаче переменного тока реле работать не будет. При необходимости использования магнитоэлектрических реле в цепях переменного тока они включаются через выпрямители.

Общим выражением для вращающего момента магнитоэлектрического реле является

$$M_{вр} = kBI, \quad (3.15)$$

где k — коэффициент пропорциональности, зависящий от геометрических размеров и числа витков обмотки рамки; B — магнитная индукция в воздушном зазоре; I — ток в обмотке рамки реле.

Отличительной особенностью магнитоэлектрических реле является их высокая чувствительность; мощность, потребляемая реле при срабатывании, составляет примерно 10^{-6} Вт. Время срабатывания реле — 0,05—0,1 с.

В процессе эксплуатации выявились серьезные недостатки магнитоэлектрических реле. Обнаружилась, например, возможность застревания подвижной части реле из-за корродирования металлических деталей внутри кожуха реле. Были случаи повреждения изоляции этих реле. У магнитоэлектрических реле мала коммутационная способность контактов, особенно ухудшаемая тем, что при малом тормозном токе возвратный момент незначителен. Большим недостатком является невозможность восстановительного ремонта.

По этим причинам в новых панелях защит в качестве исполнительных органов схем сравнения применяется нуль-индикатор, разработанный на основе полупроводниковых приборов.

3.10. ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ НУЛЬ-ИНДИКАТОРА

На рис. 3.58 приведена принципиальная схема, а на рис. 3.59 — временные диаграммы, поясняющие работу нуль-индикатора, примененного в комплектном устройстве дистанционной защиты типа ДЗ-2. Принцип действия нуль-индикатора основан на сопоставлении длительностей рабочего и тормозного сигналов на выходе полупроводниковой схемы сравнения (см. § 7.6). В нуль-индикаторе использованы две микросхемные схемы (операционные усилители), конденсаторы, резисторы и другие элементы.

В зависимости от сигнала на входе микросхемы $A1$ сигнал на ее выходе имеет одно из двух одинаковых по величине и противополо-

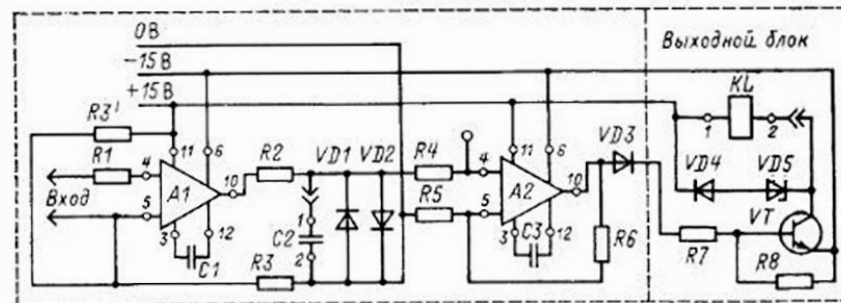


Рис. 3.58. Принципиальная схема нуль-индикатора устройства ДЗ-2

жных по знаку значений $E^{(+)}$ или $E^{(-)}$. Значение $E^{(+)}$ соответствует условию, когда на входе нуль-индикатора тормозной сигнал превышает рабочий $E_p \geq E_r$, а значение $E^{(-)}$ — когда рабочий сигнал превышает тормозной $E_p > E_r$. Резисторами $R3$ и $R3'$ задается порог чувствительности нуль-индикатора.

Через резистор $R2$ осуществляется заряд конденсатора $C2$ током, полярность которого определяется полярностью сигнала на выходе $A1$. Диоды $VD1, VD2$ служат для ограничения уровня заряда конденсатора. Микросхема $A2$ по цепи обратной связи $R6$ имеет заданный отрицательный потенциал срабатывания $U_{ср, A2}$. При достижении потенциала на конденсаторе $C2$ значения этого напряжения отрицательная полярность напряжения на выходе микросхемы $A2$ изменяется на положительную. При этом по цепи об-

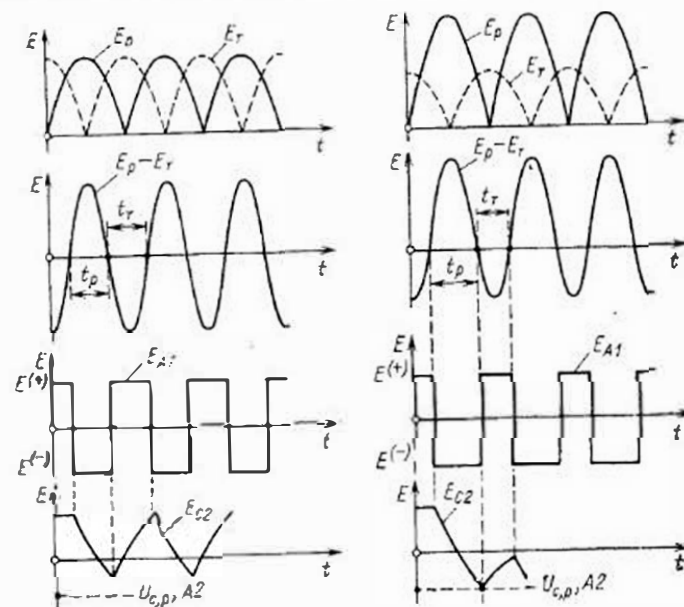


Рис. 3.59. Временные диаграммы работы нуль-индикатора

ратной связи (через резистор R_6) знак опорного напряжения на входе A_2 изменяется на положительный, что обеспечивает надежное удерживание микросхемы A_2 в состоянии после срабатывания даже при последующем некотором уменьшении отрицательного потенциала на другом ее входе. Этим создается «релейный эффект» работы A_2 : для возврата схемы в исходное состояние сигнал на входе A_2 должен стать меньше напряжения возврата микросхемы. Положительный потенциал на выходе A_2 через диод VD_3 отпирает триод T выходного блока, благодаря чему срабатывает исполнительное реле KL нуль-индикатора. Это реле, изготовленное по типу реле РП-13, имеет надежную и достаточно мощную контактную систему. Цепи нуль-индикатора и исполнительное реле питаются от специального блока питания.

Глава четвертая

ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ. ФИЛЬТРЫ СИММЕТРИЧНЫХ СОСТАВЛЯЮЩИХ

4.1. НАЗНАЧЕНИЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Включение измерительных приборов и реле в установках высокого напряжения переменного тока производится обычно через измерительные трансформаторы напряжения — для измерения напряжения и трансформаторы тока — для измерения тока [1, 2, 21—25]. Назначение измерительных трансформаторов состоит в том, чтобы изолировать измерительные приборы и реле от цепей высокого напряжения и уменьшить напряжение (тысячи вольт) и токи (сотни и тысячи ампер) до величин, удобных для измерения. В СССР трансформаторы напряжения изготавливаются с номинальным вторичным напряжением 100 В, а трансформаторы тока — с номинальным вторичным током 5 и 1 А.

4.2. ТРАНСФОРМАТОРЫ НАПЯЖЕНИЯ

• Трансформатор напряжения (ТН) по принципу действия и конструктивному выполнению аналогичен силовому трансформатору. Как показано на рис. 4.1, трансформатор напряжения TV состоит из стального сердечника (магнитопровода) C , собранного из тонких пластин трансформаторной стали, и двух обмоток — первичной и вторичной, изолированных друг от друга и от сердечника.

Первичная обмотка ω_1 , имеющая большое число витков (несколько тысяч) тонкого провода, включается непосредственно в сеть высокого напряжения, а к вторичной обмотке ω_2 , имеющей меньшее количество витков (несколько сотен), подключаются параллельно реле и измерительные приборы. Под воздействием напряжения сети по первичной обмотке проходит ток, создающий в сердечнике переменный магнитный поток Φ , который, пересекая витки вторичной

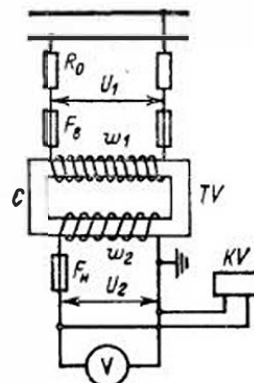


Рис. 4.1. Устройство и схема включения трансформатора напряжения

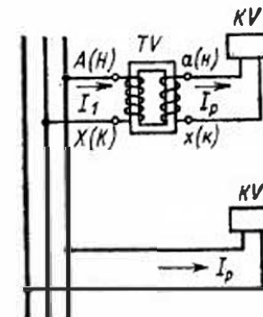


Рис. 4.2. Маркировка (обозначение) выводов обмоток трансформатора напряжения

обмотки, индуцирует в ней ЭДС E , которая при разомкнутой вторичной обмотке (холостой ход ТН) равна напряжению на ее зажимах U_{2x} .

Напряжение U_{2x} во столько раз меньше первичного напряжения U_1 , во сколько раз число витков вторичной обмотки ω_2 меньше числа витков первичной обмотки ω_1 :

$$\frac{U_1}{U_{2x}} = \frac{\omega_1}{\omega_2}.$$

Отношение чисел витков обмоток называется коэффициентом трансформации и обозначается K_U :

$$K_U = \omega_1/\omega_2.$$

Введя такое обозначение, можно написать:

$$\frac{U_1}{U_{2x}} = K_U. \quad (4.1)$$

Если ко вторичной обмотке ТН подключена нагрузка в виде реле и приборов, то напряжение на ее зажимах U_2 будет меньше ЭДС на величину падения напряжения в сопротивлении вторичной обмотки. Однако поскольку это падение напряжения невелико, оно не учитывается и пересчет первичного напряжения на вторичное производится по формулам:

$$U_1 = U_2 K_U; \quad U_2 = U_1 / K_U. \quad (4.2)$$

На паспортах ТН их коэффициенты трансформации указываются дробью, в числителе которой — номинальное первичное напряжение, а в знаменателе — вторичное. Так, например, надпись на паспорте 6000/100 означает, что данный ТН предназначен для установки в сети с номинальным напряжением 6000 В и имеет коэффициент трансформации 60.

Трансформаторы напряжения для сетей напряжением выше 35 кВ изготавливаются с двумя вторичными обмотками: основной и

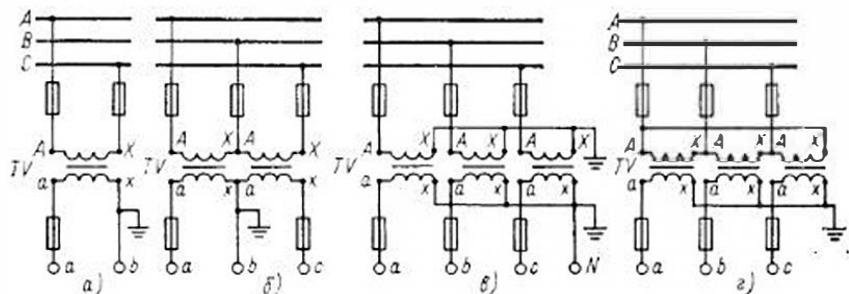


Рис. 4.3. Схемы соединения обмоток однофазных трансформаторов напряжения с одной вторичной обмоткой

дополнительной. На табличках таких ТН коэффициент трансформации указывается двойной дробью, например: $110\ 000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}/100$. Эта запись обозначает, что коэффициент данного ТН на основной обмотке равен 1100, а на дополнительной — $1100/\sqrt{3}$.

Для правильного соединения между собой вторичных обмоток ТН и правильного подключения к ним реле направления мощности, ваттметров и счетчиков заводы-изготовители обозначают (маркируют) выводные зажимы обмоток определенным образом: начало первичной обмотки — A , конец — X ; начало основной вторичной обмотки — a , конец — x ; начало дополнительной вторичной обмотки — a_d , конец — x_d .

При включении однофазных ТН на фазные напряжения начала первичных обмоток присоединяются к фазам, а концы соединяются вместе, образуя нулевую точку. При включении ТН на междуфазные напряжения начала их первичных обмоток подключаются к начальным фазам в порядке их электрического чередования. Так, например, на рис. 4.3, б показана схема подключения двух ТН на междуфазные напряжения AB и BC .

При маркировке выводов вторичных обмоток трансформатора напряжения за начало a принимается тот вывод, из которого ток выходит в то время, когда в первичной обмотке ток проходит от начала A к концу X . Иными словами, если на первичной стороне ток входит в начало обмотки A , то однополярным выводом, т. е. началом вторичной обмотки a , будет ее вывод, из которого в этот момент ток выходит. При маркировке обмоток по такому правилу направление тока в реле, как показано на рис. 4.2, при включении реле через ТН останется таким же, как и при включении реле непосредственно в сеть.

Трансформаторы напряжения бывают трехфазные и однофазные. Последние в зависимости от назначения соединяются между собой в различные схемы. На рис. 4.3 и 4.4 приведены основные схемы соединения обмоток однофазных ТН.

На рис. 4.3, а дана схема включения одного ТН на междуфазное напряжение. Эта схема применяется, когда для защиты или измерений достаточно одного междуфазного напряжения.

На рис. 4.3, б приведена схема соединения двух ТН в открытый треугольник, или в неполную звезду. Эта схема, получившая широкое распространение, применяется, когда для защиты или измерений нужно иметь два или три междуфазных напряжения.

На рис. 4.3, в приведена схема соединения трех ТН в звезду. Эта схема также получила широкое распространение и применяется, когда для защиты или измерений нужны фазные напряжения или же фазные и междуфазные напряжения одновременно.

На рис. 4.3, г приведена схема соединения трех ТН в треугольник-звезду. Эта схема обеспечивает повышенное напряжение на вторичной стороне, равное $U = \sqrt{3} U_{ном} = 173$ В. Такая схема, в частности, используется для питания электромагнитных корректоров напряжения устройств автоматического регулирования возбуждения генераторов.

• На рис. 4.4 представлена схема соединения трансформаторов напряжения, имеющих две вторичные обмотки. Первичные и вторичные основные обмотки соединены в звезду, т. е. так же, как в рассмотренной выше схеме на рис. 4.3, в. Дополнительные вторичные обмотки соединены в схему разомкнутого треугольника (на сумму фазных напряжений). Такое соединение применяется для получения напряжения нулевой последовательности (см. § 4.7), необходимого для включения реле напряжения и реле направления мощности защиты от однофазных КЗ в сети с заземленными нулевыми точками трансформаторов и для сигнализации при однофазных замыканиях на землю в сети с изолированными нулевыми точками трансформаторов. Как известно, сумма трех фазных напряжений в нормальном режиме, а также при двух- и трехфазных КЗ равна нулю. Поэтому в указанных условиях

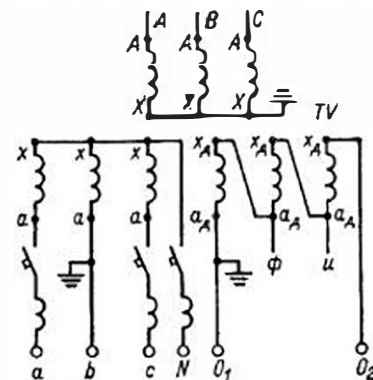


Рис. 4.4. Схема соединений обмоток трансформатора напряжения с двумя вторичными обмотками

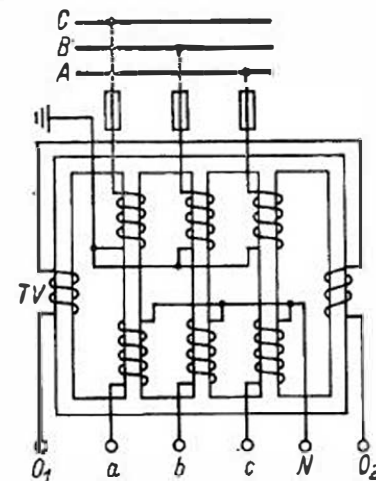


Рис. 4.5. Схема соединений обмоток трехфазного трансформатора напряжения с дополнительной обмоткой, расположенной на крайних стержнях

напряжение между точками $O_1—O_2$ на рис. 4.4 равно нулю (практически между этими точками имеется небольшое напряжение — 0,5—2 В, которое называется напряжением небаланса). При однофазном КЗ в сети с заземленными нулевыми точками трансформаторов (сети 110 кВ и выше) фазное напряжение поврежденной фазы становится равным нулю, а геометрическая сумма фазных напряжений двух неповрежденных фаз оказывается равной фазному напряжению. В сети с изолированными нулевыми точками трансформаторов (сети 35 кВ и ниже) при однофазных замыканиях на землю напряжения неповрежденных фаз относительно земли становятся равными междуфазному напряжению, а их геометрическая сумма оказывается равной утроенному фазному напряжению.

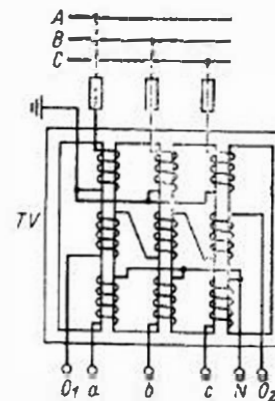
Для того чтобы в последнем случае напряжение на реле не превосходило номинального значения, равного 100 В, у ТН, предназначенных для сетей, работающих с изолированными нулевыми точками трансформаторов, вторичные дополнительные обмотки, соединяемые в схему разомкнутого треугольника, имеют увеличенный в 3 раза коэффициент трансформации, например 6000/100/3.

Напряжение нулевой последовательности может быть также получено от специальных обмоток трехфазных ТН. В конструкции, показанной на рис. 4.5, специальные обмотки расположены на крайних стержнях пятистержневого сердечника и соединены между собой последовательно. В нормальном режиме, а также при двух- и трехфазных КЗ, когда сумма фазных напряжений равна нулю, магнитный поток в крайних стержнях отсутствует, и поэтому напряжения на специальных обмотках нет. При однофазных КЗ или замыканиях на землю сумма фазных напряжений не равна нулю. Поэтому магнитный поток замыкается по крайним стержням и индуцирует напряжение на специальных обмотках. В другой конструкции, показанной на рис. 4.6, имеются дополнительные вторичные обмотки, расположенные на основных стержнях и соединенные в схему разомкнутого треугольника.

При включении первичных обмоток ТН на фазные напряжения они соединяются в звезду, нулевая точка которой обязательно соединяется с землей (заземляется), как показано на рис. 4.3, в, 4.4—4.6. Заземление первичных обмоток необходимо для того, чтобы при однофазных КЗ или замыканиях на землю в сети, где установлен ТН, реле и приборы, включенные на его вторичную обмотку, правильно измеряли напряжение фаз относительно земли.

Вторичные обмотки ТН подлежат обязательному заземлению независимо от схемы их соединений. Это заземление является защитным, обеспечивающим безопасность персонала при попадании высокого напряжения во вторичные цепи. Обычно заземляется нулевая точка звезды (рис. 4.3, в и г) или один из фазных проводов (рис. 4.3, а и б, 4.4). В проводах, соединяющих точку заземления с обмотками ТН, не должно быть коммутационных и защитных аппаратов (рубильников, переключателей, автоматических выключателей, предохранителей и т. д.). Сечение заземляющего провода должно быть не менее 4 мм² (по меди) [26]. Заземление допускается

Рис. 4.6. Схема соединений обмоток трехфазного пятистержневого трансформатора напряжения с дополнительной обмоткой, расположенной на основных стержнях



выполнять через пробивной предохранитель, что, в частности, рекомендуется ПУЭ для ТН, питающих оперативные цепи релейной защиты и автоматики.

Первичные обмотки ТН до 35 кВ подключаются к сети через предохранители высокого напряжения и ограничивающие сопротивления (R_0 на рис. 4.1). Назначением этих предохранителей является быстрое отключение от сети поврежденного ТН. Ограничивающие сопротивления устанавливаются для снижения тока КЗ, если отключающая способность предохранителей недостаточна. В тех случаях, когда возникновение КЗ в цепи первичной обмотки маловероятно или последствия такого КЗ не представляют особой опасности для электроснабжения потребителей, предохранители на стороне ВН ТН могут не устанавливаться.

Для защиты обмоток ТН от длительного прохождения тока КЗ при повреждениях во вторичных цепях устанавливаются предохранители низкого напряжения или автоматические выключатели. Конструкции предохранителей и автоматических выключателей должны быть надежными, исключающими обрывы, потерю контакта и другие повреждения, приводящие к исчезновению напряжения в цепях защиты. Предохранители могут устанавливаться только в цепях ТН, не питающих быстродействующих релейных защит, которые могут неправильно сработать при нарушении исправности цепей напряжения. При наличии таких устройств для защиты ТН должны применяться автоматические выключатели.

Предохранители или автоматические выключатели должны включаться во все незаземленные провода вторичных цепей ТН. Исключение составляет лишь цепь $3U_0$, в которую защитные аппараты должны включаться только на ТН, работающих в сетях с изолированной нейтралью. Вторичные цепи двухобмоточных ТН и соединенные в звезду основные обмотки трехобмоточных ТН должны защищаться трехполюсными автоматическими выключателями с электромагнитными и тепловыми расцепителями. Основные и дополнительные обмотки трехобмоточных ТН должны защищаться отдельными автоматическими выключателями.

Предохранители и автоматические выключатели должны быть выбраны с учетом отстройки от максимального тока нагрузки, который может через них проходить. Нагрузка ТН определяется по данным о потреблении отдельных реле и приборов, подключенных к цепям напряжения. При этом потребление отдельных реле, приборов и устройств определяется измерением. Потребление аппаратуры, выраженное в вольт-амперах, приводится к расчетному

напряжению $U_{расч}$: 100 В — для нагрузки, включенной на междуфазное напряжение; $100/\sqrt{3}$ — на фазное. Пересчет потребления на расчетное напряжение $S_{расч}$ производится по выражению

$$S_{расч} = \left(\frac{U_{расч}}{U} \right)^2 S_U, \quad (4.3)$$

где S_U — потребление, заданное при напряжении U .

Если известно только сопротивление реле или прибора, то потребление определяется по выражению

$$S_{расч} = U_{расч}^2 / Z, \quad (4.4)$$

Нагрузка наиболее нагруженной фазы вторичных обмоток трансформаторов напряжения, соединенных в звезду, определяется по выражению

$$S_{н.ф} = \frac{S_2}{\sqrt{3}} \sqrt{K^2 + K + 1 + S_\phi}, \quad (4.5)$$

где $K = S_1/S_2$; S_1 и S_2 — две наибольшие из трех междуфазных нагрузок; S_ϕ — наибольшая фазная нагрузка. При отсутствии нагрузок, включенных на фазные напряжения, $S_\phi = 0$.

Для ТН, соединенных по схеме разомкнутого треугольника, нагрузка также определяется по выражению (4.5). Наиболее широкое распространение для защиты трансформаторов напряжения получили автоматические выключатели А50 с электромагнитным и тепловым расцепителями. Уставки срабатывания расцепителей автоматических выключателей, устанавливаемых в цепях основных обмоток, выбираются согласно выражениям (2.11)—(2.14). При этом необходимо также принимать во внимание следующие особенности.

Для электромагнитных трансформаторов напряжения типа НКФ, подключенных к линиям электропередачи высокого и сверхвысокого напряжения, должна учитываться необходимость отстройки уставки электромагнитного расцепителя от бросков емкостного тока, возникающих при снятии напряжения с линии. Как показывает опыт эксплуатации, эти токи, замыкающиеся по вторичным цепям напряжения дистанционных и направленных защит, могут достигать 50—60 А:

$$I_{уст} = k_n I_{земн}, \quad (4.6)$$

где $k_n = 1,3$.

Значение емкостного тока $I_{земн}$ и надежность отстройки расцепителя проверяются экспериментально.

Номинальный ток неселективного автоматического выключателя, устанавливаемого в цепи удаленных нагрузок, рекомендуется принимать 2,5 А. Номинальный ток автоматического выключателя, устанавливаемого в проводах u , ϕ дополнительных обмоток ТН, соединенных по схеме разомкнутого треугольника (см. рис. 4.4), также принимается равным 2,5 А.

Выбранные автоматические выключатели и предохранители проверяются по максимальному (отключаемому) и минимальному (для оценки чувствительности) токам КЗ. При расчете токов КЗ в цепях

ТН допускаются следующие упрощения: не учитывается индуктивное сопротивление вторичных цепей, питающихся от ТН, и активное сопротивление обмоток ТН (кроме емкостных делителей напряжения — НДЕ). Значения токов КЗ при этом получаются завышенными на 5—10 %, что не вносит существенных погрешностей.

Максимальный ток, отключаемый автоматическим выключателем или предохранителем, определяется при трехфазном КЗ на выводах ТН. При соединении обмоток ТН в открытый треугольник ток в фазах a и c (см. рис. 4.3, б), в которые включается аппарат защиты, равен:

$$I^{(3)} = 100/Z_k, \quad (4.7)$$

где Z_k — сопротивление ТН, определяемое по выражению (1.33).

Ток в фазе b при этом больше в $\sqrt{3}$ раз.

При схеме соединения обмоток ТН звезда—звезда:

$$I^{(3)} = \frac{U_{мф}}{\sqrt{3} Z_k}, \quad (4.8)$$

где $U_{мф}$ — номинальное междуфазное напряжение, равное в большинстве случаев 100 В.

Минимальный ток КЗ для проверки чувствительности защитных аппаратов рассчитывается при повреждении в наиболее удаленной точке вторичных цепей. При соединении вторичных обмоток ТН по схеме звезда с выведенной нейтралью (см. рис. 4.3, в) минимальное значение тока будет при однофазном КЗ:

$$I^{(1)} = \frac{100 \sqrt{3}}{\sqrt{Z_k^2 + (\sum R_{np} + \sum R_{л. нн})^2}}, \quad (4.9)$$

где $\sum R_{np}$ и $\sum R_{л. нн}$ — суммарные значения активных сопротивлений проводов в фазе и в нейтральном проводе соответственно.

При других схемах соединения вторичных обмоток ТН (открытый треугольник, звезда—звезда без нейтрального провода, разомкнутый треугольник) минимальный ток будет при двухфазном КЗ:

$$I^{(2)} = \frac{U_{мф}}{2 \sqrt{Z_k^2 + (\sum R_{np})^2}}, \quad (4.10)$$

Для ТН типа НДЕ (см. ниже) минимальное значение тока КЗ через автоматический выключатель, установленный в проводах u — ϕ (см. рис. 4.4) дополнительных обмоток, можно подсчитать по выражению

$$I^{(2)} = \frac{U_{мф}}{2(Z_k + R_{np})}, \quad (4.11)$$

а через автоматический выключатель в цепи основных обмоток — по выражению

$$I^{(1)} = \frac{100/\sqrt{3}}{Z_k + (\sum R_{np} + \sum R_{л. нн})}, \quad (4.12)$$

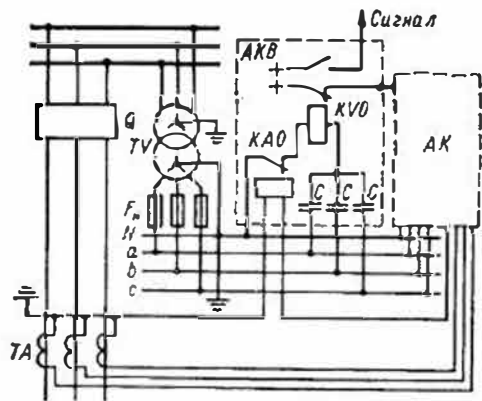


Рис. 4.7. Схема включения блокировки от перегорания предохранителей

Однако из-за насыщения реактора L (см. рис. 4.9) вычисление тока КЗ по этим выражениям с приемлемой точностью может производиться лишь при токах в основной и дополнительной обмотках до 60 и 30 А соответственно. Если для обеспечения необходимой чувствительности электромагнитных расцепителей ($k_{\text{ч}} \geq 1,5$)

токи должны быть больше указанных, их значения необходимо уточнять измерением. Исчезновение напряжения от ТН вследствие неисправности предохранителей или автоматических выключателей воспринимается релейной защитой так же, как понижение напряжения при КЗ в защищаемой сети, и приводит к ее неправильному действию. Поэтому защиты, реагирующие на понижение или исчезновение напряжения, либо выполняются так, что отличают КЗ в первичной сети от неисправности во вторичных цепях, либо снабжаются специальными блокировками.

На рис. 4.7 приведена схема включения специальной блокировки, предотвращающей ложное действие защиты при нарушении цепей от трансформатора напряжения TV . Блокировка AKB КРБ-11 состоит из трех конденсаторов C одинаковой емкости, реле напряжения KVO и токового реле KAO . Конденсаторы C соединены в звезду для создания искусственной нулевой точки и включены на фазные напряжения. В провод, соединяющий нулевую точку конденсаторов с нулевой точкой вторичной обмотки TV , включена обмотка реле напряжения KVO , через размыкающий контакт которого подается оперативный ток на комплект защиты AK .

Цепь обмотки реле KVO проходит через размыкающий контакт токового реле KAO , обмотка которого включена в нейтральный провод трансформаторов тока TA , питающих комплект защиты AK от междуфазных КЗ.

Нормально, когда сумма фазных напряжений равна нулю, напряжения нулевых точек звезды конденсаторов и вторичной обмотки TV также равны нулю и поэтому ток в обмотке реле KVO отсутствует. При перегорании одного или двух любых предохранителей напряжение нулевой точки звезды конденсаторов станет равным сумме напряжений оставшихся фаз, а напряжение нулевой точки звезды вторичной обмотки TV останется равным нулю. В результате под воздействием напряжения, возникшего между нулевыми точками, через обмотку реле KVO пойдет ток и реле, сработав, нижним контактом снимает оперативный ток с комплекта защиты AK , а верхним подает сигнал. При перегорании предохранителей всех

Таблица 4.1

Наименование класса точности	Допустимая погрешность в напряжении, %	Допустимая погрешность по углу	Область применения
0,2	$\pm 0,2$	$\pm 10'$	Точные лабораторные измерения Приборы учета электроэнергии (счетчики)
0,5	$\pm 0,5$	$\pm 20'$	
1,0	$\pm 1,0$	$\pm 40'$	Щитовые приборы Контроль изоляции и другие виды сигнализации. Цепи релейных защит
3,0	$\pm 3,0$	Не нормируется	

трех фаз блокировка рассматриваемого типа не работает, что является ее органическим недостатком.

При двухфазном КЗ на землю на защищаемой линии симметрия фазных напряжений, подводимых к звезде конденсаторов, нарушается и блокировка может сработать и вывести защиту из действия. Для предотвращения такого неправильного действия блокировки предусмотрено токовое реле KAO , которое в рассматриваемом случае срабатывает и, размыкая цепь обмотки реле KVO , препятствует его срабатыванию.

Для сетей, работающих с изолированными нулевыми точками трансформаторов, выпускается блокировка типа КРБ-12, работающая на аналогичном принципе (см. § 4.7). Для сетей напряжением 500 кВ выпускается более сложная блокировка, действующая при перегорании также и трех предохранителей [2].

• Трансформаторы напряжения имеют две погрешности:

- 1) погрешность в напряжении (или в коэффициенте трансформации), под которой понимается отклонение действительного коэффициента трансформации от номинального;
- 2) погрешность по углу, под которой понимается угол сдвига вторичного напряжения относительно первичного.

В зависимости от погрешностей ТН подразделяются на классы точности. Допустимые погрешности в зависимости от класса точности приведены в табл. 4.1.

Один и тот же ТН в зависимости от нагрузки, подключенной к его вторичной обмотке, может работать с различным классом точности. Поэтому в каталогах и паспортах на ТН указываются два значения мощности: номинальная мощность в вольт-амперах, с которой ТН может работать в гарантированном классе точности, и предельная мощность, с которой ТН может работать с допустимым нагревом обмоток. Предельная мощность ТН в несколько раз превышает номинальную. Так, у ТН типа НОМ-6 с коэффициентом трансформации 6000/100 для класса точности I номинальная мощность составляет 50 В·А, а предельная — 300 В·А.

Кроме рассмотренных выше основных погрешностей, возникающих при трансформации первичного напряжения на вторичную сторону, на работу релейной защиты и точности измерений влияют также дополнительные погрешности от падения напряжения в цепях

напряжения от ТН до места установки панелей защиты или измерений. Поэтому согласно требованиям ПУЭ 1271 сечение жил кабелей должно выбираться так, чтобы падение напряжения в указанных цепях не превышало: 3 % — для релейной защиты; 2 % — для фиксирующих измерительных приборов; 1,5 % — для щитовых измерительных приборов; 0,25—0,5 % — для счетчиков. Следует заметить, что заземленные точки обмоток ТН, соединенных в звезду и разомкнутый треугольник, должны выводиться разными жилами.

Потери напряжения определяются по известным сопротивлениям жил контрольных кабелей и значениям проходящих по ним токов нагрузки:

$$\Delta U = k_1 I_1 R_1 + k_2 I_2 R_2 + \dots + k_n I_n R_n, \quad (4.13)$$

где k_1, k_2, k_n — коэффициенты для пересчета фазного падения напряжения на междуфазное (при питании нагрузки по трем фазам $k = \sqrt{3}$, а при питании по двум жилам нагрузки, включенной на междуфазное напряжение, $k = 2$).

Значения активных сопротивлений соответствующих участков кабеля измеряются или определяются по формуле (1.22).

4.3. ЕМКОСТНЫЕ ДЕЛИТЕЛИ НАПРЯЖЕНИЯ

Кроме рассмотренных выше электромагнитных трансформаторов напряжения все более широкое применение находят емкостные делители напряжений. Принцип действия емкостного делителя напряжения (рис. 4.8) заключается в следующем. Если между проводом линии электропередачи и землей включить несколько последовательно соединенных конденсаторов, то напряжение линии относительно земли (фазное напряжение) распределится между конденсаторами обратно пропорционально их емкости: на конденсаторы с меньшей емкостью придется большее напряжение, а на конденсаторы с большей емкостью — меньшее.

Обычно емкость конденсаторов выбирается таким образом, чтобы при номинальном фазном напряжении на линии U_ϕ напряжение на нижнем конденсаторе C_3 составляло $U_3 = (0,05 \div 0,1) U_\phi$. Если к конденсатору C_3 подключить первичную обмотку трансформатора напряжения TV , то напряжение на его вторичной обмотке будет пропорционально фазному напряжению линии.

На рис. 4.9 показана принципиальная схема емкостного делителя напряжения типа НДЕ-500, который устанавливается на линиях электропередачи напряжением 500 кВ. Конденсатор C_1 состоит из трех элементов типа СМР-166/ $\sqrt{3}$ -0,014 емкостью по 14 000 пФ, каждый из которых рассчитан на фазное напряжение 97 кВ. Конденсатор отбора C_2 типа ОМР-15-0,107 имеет емкость 107 000 пФ и рассчитан на напряжение до 15 кВ.

Номинальное фазное напряжение в сети 500 кВ равно 290 кВ, а допустимое напряжение на три элемента конденсатора C_1 составляет $3 \cdot 97 = 291$ кВ. Суммарная емкость трех элементов конден-

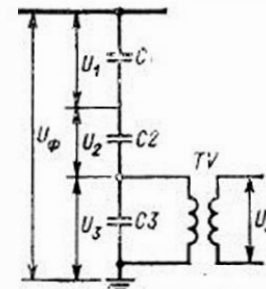


Рис. 4.8. Принцип устройства емкостного делителя напряжения

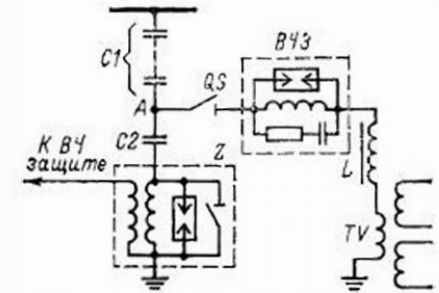


Рис. 4.9. Схема емкостного делителя напряжения типа НДЕ (для одной фазы)

сатора C_1 равна $14\,000 : 3 = 4660$ пФ, а суммарная емкость конденсаторов C_1 и C_2 составляет:

$$C_{\text{сум}} = \frac{107\,000 \cdot 4660}{107\,000 + 4660} = 4500 \text{ пФ.}$$

Фазное напряжение линии распределится между конденсаторами следующим образом:

$$U_{C1} = U_\phi \frac{C_{\text{сум}}}{C_1} = 290 \frac{4500}{4660} = 278 \text{ кВ (95 \%)};$$

$$U_{C2} = U_\phi \frac{C_{\text{сум}}}{C_2} = 290 \frac{4500}{107\,000} = 12 \text{ кВ (5\%)}.$$

Обычно емкостные делители напряжения совмещаются с конденсаторами связи высокочастотной защиты. Устройство отбора напряжения, подключаемое в точку A , состоит из следующих аппаратов: разъединителя QS для включения и отключения устройства отбора, высокочастотного заградителя $B43$ для запирания пути тока высокой частоты, аппарата защиты, связи и телемеханики, дросселя L для настройки контура отбора напряжения в резонанс с конденсатором C_2 и TV с двумя вторичными обмотками. Одна обмотка соединяется с обмотками других фаз в звезду, а вторая — в разомкнутый треугольник.

При настройке контура отбора напряжения в резонанс с конденсатором C_2 напряжение на вторичных обмотках в определенных пределах не зависит от нагрузки.

Показанный на рис. 4.9 фильтр присоединения Z предназначен для подключения высокочастотных постов защиты.

4.4 ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА

Устройство и принцип действия. Принципиальным отличием трансформатора тока (ТТ) от трансформатора напряжения является то, что его первичная обмотка включается последовательно в цепь измеряемого тока и, следовательно, через нее проходит весь ток нагрузки или КЗ. Этот ток является для ТТ п р и н и ж д е н ы м и проходит по его первичной обмотке независимо от состоя-

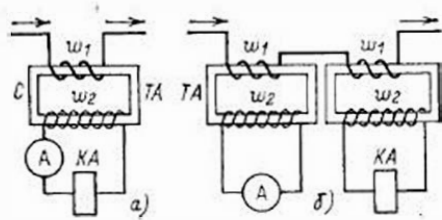


Рис. 4.10. Устройство и схема включения трансформаторов тока:
а — с одним сердечником; б — с двумя сердечниками

ния вторичной обмотки, т. е. от того, замкнута ли она на нагрузку, замкнута или разомкнута [15, 21, 23—25].

Устройство и схема включения ТТ показаны на рис. 4.10. Так же как ТН, ТТ состоит из стального сердечника *C* и двух обмоток: первичной (с числом витков w_1) и вторичной (с числом витков w_2). Часто ТТ изготавливаются с двумя и более сердечниками. В таких конструкциях первичная обмотка является общей для всех сердечников (рис. 4.10, б). Первичная обмотка, выполняемая толстым проводом, имеет несколько витков и включается последовательно в цепь того элемента, в котором производится измерение тока, или защита которого осуществляется. К вторичной обмотке, выполняемой проводом меньшего сечения и имеющей большое число витков, подключаются последовательно соединенные реле и приборы.

Ток, проходящий по первичной обмотке ТТ, называется первичным и обозначается I_1 , а ток во вторичной обмотке называется вторичным и обозначается I_2 . Ток I_1 создает в сердечнике ТТ магнитный поток Φ_1 , который, пересекая витки вторичной обмотки, индуцирует в ней вторичный ток I_2 , также создающий в сердечнике магнитный поток Φ_2 , но направленный противоположно магнитному потоку Φ_1 . Результирующий магнитный поток в сердечнике равен разности

$$\Phi_0 = \Phi_1 - \Phi_2. \quad (4.14)$$

Магнитный поток зависит не только от значения создающего его тока, но и от количества витков обмотки, по которой этот ток проходит. Произведение тока на число витков $F = Iw$ называется магнитодвижущей силой и выражается в амперах (А). Поэтому выражение (4.14) можно заменить выражением

$$F_0 = F_1 - F_2 \quad (4.15a)$$

или

$$I_0 w_1 = I_1 w_1 - I_2 w_2, \quad (4.15б)$$

где I_0 — ток намагничивания, являющийся частью первичного тока, обеспечивает результирующий магнитный поток в сердечнике (в дальнейшем обозначается $I_{нам}$); w_1, w_2 — число витков первичной и вторичной обмоток.

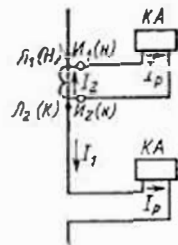


Рис. 4.11. Маркировка (обозначение) выводов обмоток трансформаторов тока

Разделив все члены выражения (4.15б) на w_2 , получим:

$$I_1 \frac{w_1}{w_2} = I_2 + I_{нам} \frac{w_1}{w_2} \quad \text{или} \quad I_1 \frac{1}{K_T} = I_2 + I_{нам} \frac{1}{K_T}. \quad (4.16)$$

Отношение витков $w_2/w_1 = K_T$ называется коэффициентом информации.

Поскольку при значениях первичного тока, близких к номинальному, ток намагничивания не превышает 0,5—3 % номинального тока, то в этих условиях можно с некоторым приближением считать $I_{нам} = 0$. Тогда из выражения (4.16) следует:

$$\frac{I_1}{I_2} = K_T. \quad (4.17)$$

Согласно действующему стандарту отношение номинального первичного тока к номинальному вторичному току называется номинальным коэффициентом трансформации. Номинальные коэффициенты трансформации указываются на щитках ТТ, а также на схемах в виде дроби, в числителе которой — номинальный первичный ток, а в знаменателе — номинальный вторичный ток, например: 600/5 или 1000/1. Определение вторичного тока по известному первичному и наоборот производится по номинальным коэффициентам трансформации в соответствии с формулами:

$$I_2 = I_1/K_T; \quad I_1 = I_2 \cdot K_T. \quad (4.18)$$

Для правильного соединения ТТ между собой и правильного подключения к ним реле направления мощности, ваттметров и счетчиков выводы обмоток ТТ обозначаются (маркируются) заводами-изготовителями следующим образом: начало первичной обмотки — L_1 , начало вторичной обмотки — u_1 ; конец первичной обмотки — L_2 , конец вторичной обмотки — u_2 . При монтаже ТТ они обычно располагаются так, чтобы начала первичных обмоток L_1 были обращены в сторону шин, а концы L_2 — в сторону защищаемого оборудования.

При маркировке обмоток ТТ за начало вторичной обмотки u принимается тот ее вывод, из которого ток выходит, если в этот момент в первичной обмотке ток проходит от начала H к концу K , как показано на рис. 4.11. При включении реле KA по этому правилу ток в реле, как показано на рис. 4.11, при включении его через ТТ сохраняет то же направление, что и при включении непосредственно в первичную цепь.

Погрешности трансформаторов тока. Коэффициент трансформации ТТ так же, как у ТН, не является строго постоянной величиной и может из-за погрешностей отличаться от номинального значения. Погрешности ТТ зависят главным образом от кратности первичного тока по отношению к номинальному току первичной обмотки и от нагрузки, подключенной к вторичной обмотке. Классификация ТТ по допустимым погрешностям приведена в табл. 4.2.

Допустимые погрешности, приведенные в табл. 4.2, соответствуют нагрузкам вторичной обмотки, не превышающим номинальной, при вторичном токе, не превышающем 120 % номинального. При

Таблица 4.2

Имя класс точности	Допустимая погрешность в токе, %	Допустимая погрешность по углу	Область применения
0,2	±0,2	±10'	Точные лабораторные измерения Приборы учета электроэнергии (счетчики)
0,5	±0,5	±40'	
1,0	±1,0	±80'	Все типы защит и шитовые приборы
3,0	±3,0	Не нормируется	Токовые защиты и амперметры
Д	Не нормируется	Не нормируется	Специальные для дифференциальной защиты

увеличении нагрузки или тока выше указанных значений погрешность возрастает и ТТ переходит в другой класс точности.

Требования к работе ТТ, питающих защиту, существенно отличаются от требований к ТТ, питающим измерительные приборы. Если ТТ, питающие измерительные приборы, должны работать точно в пределах своего класса при токах нагрузки, близких к их номинальному току, то ТТ, питающие релейную защиту, должны работать с достаточной точностью при прохождении токов КЗ, значительно превышающих номинальный ток ТТ.

Правила устройств электроустановок [27] требуют, чтобы ТТ, предназначенные для питания релейной защиты, имели погрешность, как правило, не более 10 %. Большая погрешность допускается в отдельных случаях, когда это не приводит к неправильным действиям релейной защиты. Погрешности возникают вследствие того, что действительный процесс трансформации в ТТ происходит с затратой мощности, которая расходуется на создание в сердечнике магнитного потока, перемагничивание стали сердечника (гистерезис), потери от вихревых токов, нагрев обмоток.

Процесс трансформации тока хорошо иллюстрируется схемой замещения ТТ, приведенной на рис. 4.12. На этой схеме Z_1 и Z_2 — сопротивления первичной и вторичной обмоток, а $Z_{нам}$ — сопротивление ветви намагничивания, которое характеризует указанные выше потери мощности.

Из схемы замещения видно, что первичный ток I_1 , входящий в начало первичной обмотки H , проходит по ее сопротивлению Z_1 и в точке a разветвляется по двум параллельным ветвям. Основная часть тока, являющаяся вторичным током I_2 , замыкается через сопротивление вторичной обмотки Z_2 и сопротивление нагрузки Z_H , состоящее из сопротивлений реле, приборов и соединительных проводов. Другая часть первичного тока $I_{нам}$ замыкается через сопротивление ветви намагничивания и, следовательно, в реле, подключенное к вторичной обмотке ТТ, не попадает. Поскольку из всех затрат мощности наибольшая часть приходится на создание магнитного потока в сердечнике, то ветвь между точками a и b схемы замещения ТТ называется ветвью намагничивания и

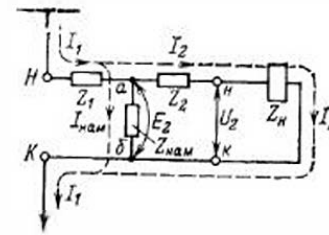


Рис. 4.12. Схема замещения трансформатора тока

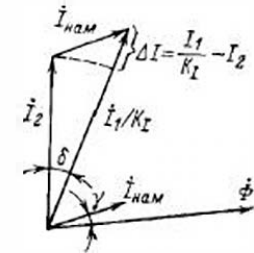


Рис. 4.13. Упрощенная векторная диаграмма трансформатора тока

весь ток $I_{нам}$, проходящий по этой ветви, — ток намагничивания.

Таким образом, схема замещения показывает, что во вторичную обмотку ТТ поступает не весь трансформированный первичный ток, равный I_1/K_1 , а его часть, и что, следовательно, процесс трансформации происходит с погрешностями.

На рис. 4.13 приведена упрощенная векторная диаграмма ТТ, из которой видно, что вектор вторичного тока I_2 меньше значения первичного тока, деленного на коэффициент трансформации I_1/K_1 , на величину ΔI и сдвинут относительно него на угол δ .

Таким образом, соотношение значений первичного и вторичного токов в действительности имеет вид:

$$I_2 = \frac{I_1 - I_{нам}}{K_I} \quad (4.19)$$

Различают следующие виды погрешностей ТТ.

Токовая погрешность, или погрешность в коэффициенте трансформации, определяется как арифметическая разность первичного тока, поделенного на номинальный коэффициент трансформации I_1/K_1 , и измеренного (действительного) вторичного тока I_2 (отрезок ΔI на диаграмме рис. 4.13):

$$\Delta I = \frac{I_1}{K_I} - I_2 \quad (4.20)$$

Токовая погрешность, %,

$$f = \frac{\Delta I}{I_1/K_I} 100 \quad (4.21)$$

Угловая погрешность определяется как угол δ сдвига вектора вторичного тока I_2 относительно вектора первичного тока I_1 (см. рис. 4.13) и считается положительной, когда I_2 опережает I_1 .

Относительный ток намагничивания определяется как выраженное в процентах отношение численного значения вторичного тока намагничивания $I_{нам}$ к первичному току I_1/K_I :

$$I_{нам*} = \frac{I_{нам}}{I_1/K_I} 100 \quad (4.22)$$

где $|\dot{I}_{\text{нам}}| = |\dot{I}_1/K_1 - \dot{i}_2|$ — численное значение вектора тока намагничивания ($I_{\text{нам}}$ на векторной диаграмме рис. 4.13). Относительный ток намагничивания характеризует общую погрешность ТТ как по току, так и по углу.

Полная погрешность определяется как выраженное в процентах отношение действующего значения разности мгновенных значений первичного и вторичного токов к действующему значению первичного тока:

$$\epsilon = \frac{100}{I_1/K_1} \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T (i_1/K_1 - i_2)^2 dt}. \quad (4.23)$$

При синусоидальных первичном и вторичном токах: $\epsilon = I_{\text{нам}}^* \cdot$

Из рассмотренного следует, что причиной возникновения погрешностей у трансформаторов тока является прохождение тока намагничивания, т. е. того самого тока, который создает в сердечнике ТТ рабочий магнитный поток, обеспечивающий трансформацию первичного тока во вторичную обмотку. Чем меньше ток намагничивания, тем меньше погрешности ТТ.

Как видно из схемы замещения (рис. 4.12), ток намагничивания зависит от ЭДС E_2 и сопротивления ветви намагничивания $Z_{\text{нам}}$, т. е.

$$I_{\text{нам}} = E_2 / Z_{\text{нам}}.$$

Электродвижущая сила E_2 может быть определена как падение напряжения от тока I_2 в сопротивлении вторичной обмотки Z_2 и сопротивлении нагрузки $Z_{\text{н}}$, т. е.

$$E_2 = I_2 (Z_2 + Z_{\text{н}}). \quad (4.24)$$

Так как вторичный ток I_2 зависит от первичного тока I_1 , то E_2 , а следовательно, и ток намагничивания $I_{\text{нам}}$ возрастают при увеличении тока I_2 или сопротивления нагрузки $Z_{\text{н}}$, подключенной ко вторичной обмотке.

Сопротивление ветви намагничивания $Z_{\text{нам}}$ зависит от конструкции трансформаторов тока и качества стали, из которой выполнен сердечник. Это сопротивление не является постоянным, а зависит от характеристики намагничивания стали. При насыщении стали сердечника ТТ $Z_{\text{нам}}$ резко уменьшается, что приводит к возрастанию $I_{\text{нам}}$ и как следствие этого к возрастанию погрешностей ТТ.

Таким образом, условиями, определяющими погрешности трансформаторов тока, являются: отношение, т. е. кратность, первичного тока, проходящего через ТТ, к его номинальному току и нагрузка, подключенная к его вторичной обмотке.

Схемы соединения трансформаторов тока. Для подключения реле и измерительных приборов вторичные обмотки ТТ соединяются в различные схемы. Наиболее распространенные схемы приведены на рис. 4.14.

На рис. 4.14, а дана основная схема соединения в звезду, которая применяется для включения защиты от всех видов однофазных и междуфазных КЗ; на рис. 4.14, б — схема соединения в неполную

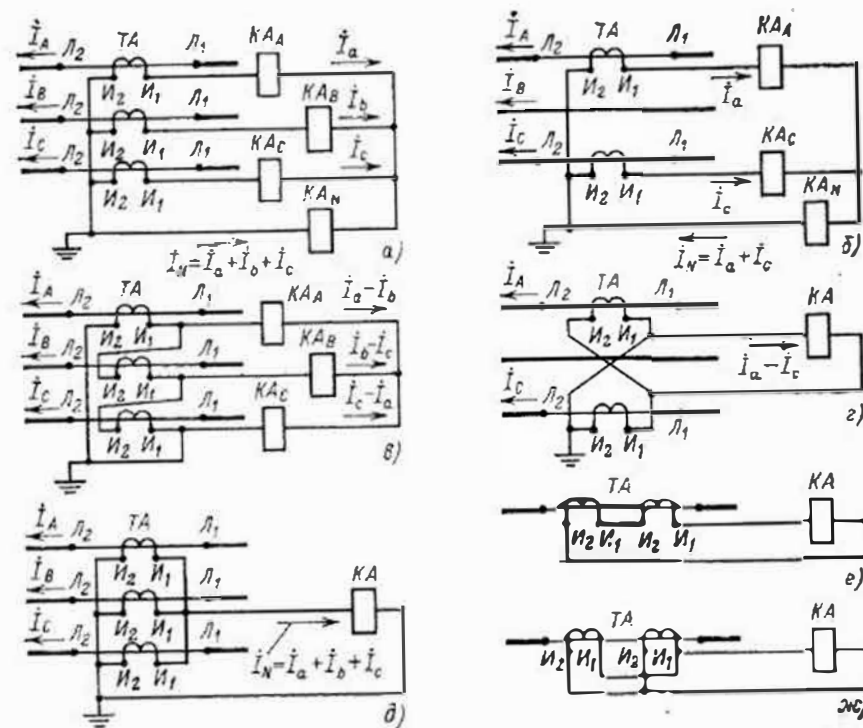


Рис. 4.14. Схемы соединения вторичных обмоток трансформаторов тока

звезду, используемая главным образом для включения защиты от междуфазных КЗ в сетях с изолированными нулевыми точками; на рис. 4.14, в — схема соединения в треугольник, используемая для получения разности фазных токов (например, для включения дифференциальной защиты трансформаторов); на рис. 4.14, г — схема соединения на разность токов двух фаз. Эта схема используется для включения защиты от междуфазных КЗ, так же как схема на рис. 4.14, б; на рис. 4.14, д — схема соединения на сумму токов всех трех фаз, используемая для включения защиты от однофазных КЗ и замыканий на землю.

Практически из-за того, что трансформаторы тока имеют неодинаковые погрешности, в реле и при симметричных токах в фазах проходит небольшой ток, называемый током небаланса. Рассмотренная схема называется также схемой фильтра нулевой последовательности.

На рис. 4.14, е дана схема последовательного соединения двух трансформаторов тока, установленных на одной фазе. При таком соединении нагрузка, подключенная к ним, распределяется поровну, т. е. на каждом из них уменьшается в 2 раза. Происходит это потому, что ток в цепи, равный $I_2 = I_1/K_1$, остается неизменным, а напряжение, приходящееся на каждый ТТ, составляет $I_2 Z_{\text{н}}/2$.

Рассмотренная схема применяется при использовании маломощных ТТ (например, встроенных в вводы выключателей и трансформаторов).

На рис. 4.14, ж дана схема параллельного соединения двух ТТ, установленных на одной фазе. Коэффициент трансформации этой схемы в 2 раза меньше коэффициента трансформации одного ТТ. Если коэффициент трансформации каждого ТТ равен $K_1 = I_1/I_2$, то коэффициент трансформации схемы равен $K_{сх} = I_1/2I_2$.

Схема параллельного соединения используется для получения нестандартных коэффициентов трансформации. Например, для получения коэффициента трансформации 37,5/5 соединяют параллельно два стандартных ТТ с коэффициентом трансформации 75/5.

4.5. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА

Исходные данные. Все трансформаторы тока выбираются, как и другие аппараты, по номинальному току и напряжению установки и проверяются на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ. Кроме того, ТТ, используемые для включения релейной защиты, проверяются на значение погрешности, которая, как указывалось выше, не должна превышать 10 % по току и 7° по углу [27]. Для проверки по этому условию в информационных материалах заводов — поставщиков ТТ и в другой справочной литературе [9, 25] даются характеристики и параметры ТТ:

1) *кривые зависимости 10 %-ной кратности m от сопротивления нагрузки Z_n , подключенной к вторичной обмотке ТТ.* Десятипроцентной кратностью m называется отношение, т. е. кратность, первичного тока, проходящего через ТТ, к его номинальному току, при которой токовая погрешность ТТ [см. (4.21)] составляет 10 % при заданной нагрузке Z_n . Угловая погрешность при этом достигает 7° (рис. 4.15).

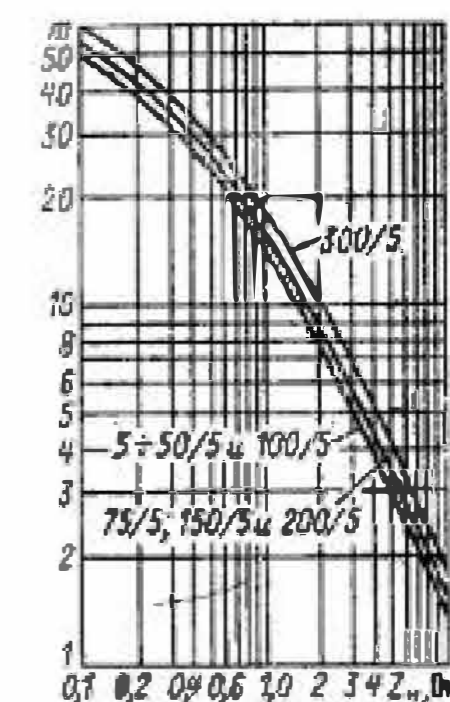
Таким образом, зная кратность первичного тока, проходящего через ТТ $m = I_1/I_{1ном}$, можно по кривым 10 %-ной кратности для данного типа ТТ определить допустимую нагрузку $Z_{н, доп}$, при которой погрешность ТТ не будет превышать 10 %. И, наоборот, зная действительное значение нагрузки, которая подключена (или должна быть подключена) к вторичной обмотке ТТ Z_n , можно по кривым 10 %-ной кратности определить допустимую кратность первичного тока $m_{доп}$, при которой токовая погрешность ТТ также не будет превышать 10 %. При этом допустимый первичный ток будет равен:

$$I_{1 доп} = m_{доп} I_{1 ном};$$

2) *кривые зависимости предельной кратности K_{10} от сопротивления нагрузки Z_n , подключенной к вторичной обмотке* (для трансформаторов тока, выпущенных в соответствии с ГОСТ 7746-78 *Е).

Согласно указанному ГОСТ предельной кратностью K_{10} называется наибольшее отношение, т. е. наибольшая кратность, первичного тока, проходящего через ТТ, к его номинальному току $I_1/I_{1ном}$, при которой полная погрешность ТТ в по (4.23) при заданной вто-

Рис. 4.15. Кривые 10 %-ной погрешности для сердечника первого класса трансформатора тока типа ТПФ



ричной нагрузке не превышает 10 %. При этом гарантируемая предельная кратность при номинальной вторичной нагрузке $Z_{н, ном}$ называется номинальной предельной кратностью $K_{10 ном}$.

Аналогично рассмотренному выше, можно, пользуясь кривыми предельной кратности, определить либо допустимую нагрузку по известной кратности первичного тока, либо допустимую кратность первичного тока по известной нагрузке, при которых полная погрешность ТТ не будет превышать 10 %.

3) *типовые кривые намагничивания*, представляющие собой зависимость максимальных значений индукции в сердечнике ТТ B_{max} от действующих значений напряженности магнитного поля H при средней длине магнитного пути; определенном сечении сердечника; номинальном значении магнитодвижущей силы (А).

Как известно, максимальное значение индукции (Т) и напряженность магнитного поля (А/см) выражаются формулами:

$$B_{max} = \frac{E_2}{4 \cdot 4\pi \cdot 10^{-7} S}, \quad (4.25)$$

где E_2 — вторичная ЭДС ТТ, В; f — частота переменного тока, равная 50 Гц; ω_2 — число витков вторичной обмотки; S — сечение сердечника ТТ, см²;

$$H = \frac{I_{нам} \omega_2}{l}, \quad (4.26)$$

где $I_{нам}$ — намагничивающий ток, А; l — средняя длина магнитного пути, см.

Пользуясь указанными формулами и типовыми кривыми намагничивания, можно определить ток намагничивания $I_{нам}$, затем определить вторичный ток ТТ:

$$I_2 = \frac{I_1}{K_1} - I_{нам} \quad (4.27)$$

и оценить допустимость полученной погрешности ТТ.

4) *действительные характеристики намагничивания* (называются также вольт-амперными), представляющие собой зависимость напряжения на зажимах вторичной обмотки ТТ U_2 от проходящего по этой обмотке тока намагничивания $I_{нам}$, т. е. $U_2 = f(I_{нам})$. Пользуясь действительными характеристиками намагничивания, можно также определить $I_{нам}$ и I_2 и оценить допустимость полученной погрешности.

Порядок расчетов с использованием рассмотренных выше специальных характеристик приводится ниже.

Нагрузка вторичной обмотки трансформаторов тока. Нагрузка вторичной обмотки ТТ складывается из последовательно включенных сопротивлений: реле, приборов, жил контрольного кабеля и переходного сопротивления в месте контактных соединений:

$$Z_H = Z_p + Z_{пр} + R_{каб} + R_{пер}, \quad (4.28)$$

где Z_p , $Z_{пр}$, $R_{каб}$, $R_{пер}$ — сопротивления реле, приборов, кабеля, переходных контактов соответственно.

Для упрощения расчетов производится арифметическое, а не геометрическое сложение полных и активных сопротивлений. Нагрузка вторичной обмотки ТТ зависит также от схемы их соединения и вида КЗ. Поэтому нагрузка должна определяться для наиболее загруженного ТТ с учетом схемы соединения и для такого вида КЗ, при котором получаются наихудшие результаты. В общем виде нагрузка вторичной обмотки ТТ определяется как

$$Z_H = U_2 / I_2.$$

Напряжение на зажимах вторичной обмотки ТТ U_2 равно падению напряжения в подключенной к ней нагрузке:

$$U_2 = I_2 (Z_p + R_{каб} + R_{пер}), \quad (4.29)$$

где $I_2 = I_1 / K_1$ — ток, проходящий по вторичной обмотке.

Для определения Z_H необходимо по формуле (4.29) вычислить U_2 с учетом действительного прохождения токов во вторичных цепях при данной схеме соединения вторичных обмоток и расчетном виде КЗ.

Сопротивление жил контрольных кабелей и проводов определяется по формуле

$$R_{каб} = \frac{l}{\nu S}, \quad (4.30)$$

где l — длина кабеля, м; ν — удельная проводимость, равная 57 Ом/м для меди и 34 Ом/м для алюминия; S — сечение жилы кабеля или провода, мм².

Сопротивление реле и приборов определяется по их потреблению:

$$Z_p = \frac{S_p}{I_p^2}, \quad (4.31)$$

где S_p — потребление реле и приборов, В·А; I_p — ток, при котором задано потребление, А.

Расчетные формулы для наиболее распространенных схем соединения вторичных обмоток ТТ и при различных видах КЗ приведены в табл. 4.3.

Определение допустимой нагрузки на трансформаторы тока. Допустимая нагрузка на ТТ определяется, исходя из следующих требований: обеспечения точности измерительных органов релейной защиты при КЗ в расчетных точках электрической сети (полная погрешность ТТ не должна превышать 10 %); предотвращения отказа срабатывания защиты при наибольших значениях тока КЗ

Таблица 4.3

Схема соединений трансформаторов тока и реле	Вид короткого замыкания	Формулы для определения сопротивления нагрузки на зажимах вторичных обмоток
1. Соединение в звезду 	Трехфазное и двухфазное	$Z_H = R_K + Z_p + R_{пер}$
	Однофазное	$Z_H = 2R_K + Z_p + Z_{p,о} + R_{пер}$
2. Соединение в неполную звезду 	Трехфазное	$Z_H = \sqrt{3} R_K + Z_p + R_{пер}$
	Двухфазное АВ или ВС	$Z_H = 2R_K + Z_p + R_{пер}$
3. Соединение на разность токов двух фаз 	Трехфазное	$Z_H = \sqrt{3} (2R_K + Z_p) + R_{пер}$
	Двухфазное AC	$Z_H = 4R_K + 2Z_p + R_{пер}$
	Двухфазное АВ или ВС	$Z_H = 2R_K + Z_p + R_{пер}$
4. Соединение в треугольник 	Трехфазное и двухфазное	$Z_H = 3(R_K + Z_p) + R_{пер}$
	Однофазное	$Z_H = 2(R_K + Z_p) + R_{пер}$
5. Последовательное соединение двух ТТ одной фазы 	—	$Z'_H = 0,5Z_H$
6. Параллельное соединение двух ТТ одной фазы 	—	$Z'_H = 2Z_H$

Примечания: 1. В формулы по пп. 1—4 должно подставляться наибольшее значение (для наиболее загруженной фазы).
2. В формулах по пп. 5 и 6 значение Z_H подсчитывается по формулам пп. 1—4.

в месте установки защиты вследствие чрезмерного увеличения угловой погрешности ТТ или вибрации контактов электромеханических реле, обусловленной искажением формы кривой тока; ограничения напряжения во вторичных цепях ТТ допустимыми значениями [25].

Расчетный первичный ток для проверки ТТ по условию обеспечения необходимой чувствительности. Расчетная проверка ТТ на допустимую погрешность производится при значениях первичного тока, которые зависят от условий работы защиты и от значения тока КЗ. В общем виде расчетный первичный ток равен:

$$I_{\text{расч}} = I_{1 \text{ макс}} \quad (4.32)$$

где $I_{1 \text{ макс}}$ — максимальный ток, проходящий через ТТ при КЗ в таких точках защищаемой сети, когда увеличение погрешностей ТТ сверх допустимого значения может вызвать неправильное действие защиты.

Для практических расчетов погрешностей ТТ принимаются следующие значения максимального тока $I_{1 \text{ макс}}$ для разных типов защит [21, 25].

Отсечки и максимальные токовые защиты с независимой характеристикой выдержки времени

$$I_{1 \text{ макс}} = 1,1 I_{\text{сз}} \cdot \frac{K_I}{k_{\text{сх}}}, \quad (4.33)$$

где $I_{\text{сз}}$ — вторичный ток срабатывания защиты; K_I — коэффициент трансформации ТТ; 1,1 — коэффициент, учитывающий возможное уменьшение вторичного тока на 10 % из-за погрешностей ТТ; $k_{\text{сх}}$ — коэффициент схемы (см. § 6.3).

Максимальные токовые защиты с зависимой характеристикой выдержки времени

$$I_{1 \text{ макс}} = I_{\text{н макс}}, \quad (4.34)$$

где $I_{\text{н макс}}$ — максимальное значение тока КЗ, проходящего через ТТ при КЗ в точках, в которых производится согласование данной защиты с защитами смежных участков сети.

Токовые направленные защиты и дистанционные направленные защиты с отдельным органом направления мощности. Максимальный ток $I_{1 \text{ макс}}$ определяется по формуле (4.34) для двух случаев: при КЗ в начале защищаемой линии и при КЗ на шинах подстанции, от которой отходит защищаемая линия, и принимается равным большому значению тока КЗ, проходящему через рассматриваемый ТТ в указанных случаях.

Дистанционные защиты. Максимальный ток $I_{1 \text{ макс}}$ определяется по формуле (4.34) при КЗ в конце первой зоны защиты. Если схема дистанционной защиты выполнена так, что при однофазных КЗ защита выводится из действия, то $I_{1 \text{ макс}}$ принимается при КЗ в начале первой зоны.

Дифференциальные защиты. Максимальный ток $I_{1 \text{ макс}}$ определяется по формуле (4.34) при КЗ вне зоны защиты

(сквозное КЗ) в условиях, когда через ТТ проходит наибольший ток.

Проверка трансформаторов тока по кривым 10 %-ной кратности производится в следующем порядке.

1. По формулам (4.28), (4.30), (4.31) и табл. 4.3 определяется фактическая нагрузка $Z_{\text{н}}$, которая подключена или должна быть подключена к вторичной обмотке ТТ.

2. По формулам (4.32) — (4.34) определяется расчетный первичный ток, при котором должна производиться проверка данного ТТ.

3. Определяется расчетная кратность первичного тока по формуле

$$m_{\text{расч}} = \frac{I_{1 \text{ расч}}}{0,8 I_{1 \text{ ном}}}, \quad (4.35)$$

В этой формуле коэффициент 0,8 учитывает то, что кривые 10 %-ной кратности построены по средним (типичным) характеристикам намагничивания стали, используемой для изготовления сердечников трансформаторов тока, и что отклонение действительных характеристик от типовых может достигать 20 %. Работа ТТ при 10 %-ной погрешности происходит в той части характеристики намагничивания, когда близко насыщение сердечника. В этих условиях даже небольшое отклонение действительного тока от расчетного может вызвать резкое увеличение тока намагничивания и как следствие этого увеличение погрешности ТТ. Поэтому, для того чтобы при расчетах за заводским кривым 10 %-ной кратности не допустить значительную ошибку, рекомендуется учитывать указанный выше разброс характеристик и вводить в формулу (4.35) коэффициент 0,8.

4. По кривым 10 %-ной кратности для данного типа ТТ и данного коэффициента трансформации определяется по расчетной кратности $m_{\text{расч}}$ допустимая нагрузка $Z_{\text{н доп}}$ на вторичную обмотку ТТ.

5. Сравниваются фактическая и допустимая нагрузки. Если $Z_{\text{н}} \leq Z_{\text{н доп}}$, то трансформатор тока удовлетворяет требованиям 10 %-ной погрешности. Если $Z_{\text{н}} > Z_{\text{н доп}}$, то необходимо уменьшить $Z_{\text{н}}$ путем уменьшения количества подключаемых реле и кабелей или увеличения сечения контрольного кабеля (или уменьшения его длины). Уменьшение $Z_{\text{н}}$ может быть также достигнуто путем последовательного соединения двух вторичных обмоток ТТ.

6. Если нагрузку уменьшить нельзя, то по тем же кривым 10 %-ной кратности по определенной в п. 1 фактической нагрузке $Z_{\text{н}}$ определяется допустимая кратность первичного тока $m_{\text{доп}}$ и проверяется возможность снижения расчетной кратности $m_{\text{расч}}$ так, чтобы выполнялось условие $m_{\text{расч}} \leq m_{\text{доп}}$.

Снижение расчетной кратности может быть достигнуто путем увеличения номинального первичного тока ТТ, т. е. путем перехода на ТТ с большим коэффициентом трансформации.

Проверка трансформаторов тока по кривым предельной кратности. Проверка производится в точно таком же порядке, что и рассмотренная выше проверка по кривым 10 %-ной кратности, при этом рас-

четная кратность первичного тока определяется по формуле

$$m_{расч} = I_{1 расч} / I_{1 ном} \quad (4.36)$$

которая отличается от формулы (4.35) отсутствием коэффициента 0,8.

Проверка трансформаторов тока по типовым характеристикам намагничивания. Для расчетной проверки трансформаторов тока этим методом необходимо иметь следующие данные: типовые характеристики намагничивания стали сердечников ТТ $B_{max} = f(H)$; число витков вторичной обмотки w_2 или номинальное значение магнитодвижущей силы: $I_{ном}w$; сечение стали сердечника ТТ S , см²; среднюю длину магнитного пути l , см; активное сопротивление вторичной обмотки R_2 , Ом.

Все эти данные должны указываться в информационном материале заводов — поставщиков ТТ.

Проверка производится в следующем порядке:

1. По формулам (4.28), (4.30), (4.31) и табл. 4.3 определяется фактическая нагрузка, подключаемая к вторичной обмотке $Z_{н.}$

2. По формулам (4.32)—(4.34) определяется первичный расчетный ток $I_{1 расч}$ и вторичный расчетный ток:

$$I_{2 расч} = I_{1 расч} / K_f \quad (4.37)$$

3. Определяется вторичная ЭДС по формуле (4.38)

$$E_2 = I_{2 расч} (Z_2 + Z_{н.})$$

Для практических расчетов можно принимать следующие значения Z_2 : для ТТ с кольцевым сердечником и равномерно распределенной вторичной обмоткой $Z_2 = R_2$, для ТТ других исполнений приблизительно $Z_2 = 1,25R_2$ [23].

4. По формуле (4.25) определяется индукция в сердечнике $B_{расч}$ при расчетных условиях. При этом если известно не w_2 , а $I_{ном}w$, то определяется количество витков вторичной обмотки как

$$w_2 = \frac{I_{ном}w}{I_{2 расч}}$$

5. По типовым характеристикам намагничивания и известному значению $B_{расч}$ определяется соответствующее ей значение напряженности магнитного поля H . При этом с учетом того, что типовые характеристики намагничивания могут отличаться от действительных на 20 %, типовые характеристики снижаются на эту величину. Снижение характеристик производится путем уменьшения на 20 % соответствующим образом абсцисс.

6. Из формулы (4.26) определяется ток намагничивания

$$I_{в.м} = \frac{fH}{w_2}$$

7. Определяется действительный вторичный ток и погрешность ТТ при угловой погрешности $\delta = 0$:

$$I_{2 д} = I_{2 расч} - I_{в.м} \quad (4.39)$$

$$f = \frac{I_{в.м}}{I_{2 расч}} \cdot 100 \quad (4.40)$$

Если $f \leq 10$ %, то ТТ удовлетворяет 10 %-ной погрешности. Расчетная проверка ТТ по типовым характеристикам намагничивания может производиться и в другом порядке:

1 и 2. Выполняются так же.

3. Определяется ток намагничивания из условия, чтобы погрешность ТТ не превышала 10 %:

$$I_{ном} = 0,1 I_{2 расч} \quad (4.41)$$

4. По формуле (4.26) определяется H .

5. По сниженным на 20 % типовым характеристикам намагничивания и известному H определяется соответствующее значение $B_{расч}$.

6. По формуле (4.25) определяется ЭДС E_2 :

$$E_2 = B_{расч} 4,44 f w_2 S$$

7. Определяется допустимое сопротивление вторичной цепи ТТ, равное $Z_{в.ц} = Z_2 + Z_{н. доп}$, при котором погрешность ТТ не будет превышать 10 %:

$$Z_{в.ц} = \frac{E_2}{0,9 I_{2 расч}}$$

8. Определяется допустимое сопротивление нагрузки на вторичную обмотку

$$Z_{н. доп} = Z_{в.ц} - Z_2$$

Если $Z_{н.} \leq Z_{н. доп}$, то ТТ удовлетворяет 10 %-ной погрешности. Проверка трансформаторов тока по действительным характеристикам намагничивания производится в следующем порядке:

1) по формулам (4.28), (4.30), (4.31) и табл. 4.3 определяется фактическая нагрузка $Z_{н.}$, подключенная к вторичной обмотке;

2) по формулам (4.32)—(4.34) определяется расчетный первичный ток $I_{1 расч}$ и по формуле (4.37) — расчетный вторичный ток $I_{2 расч}$;

3) по формуле (4.41) определяется ток намагничивания $I_{в.м}$ при определенном выше расчетном вторичном токе и погрешности ТТ 10 %;

4) строится наиболее низкая характеристика намагничивания проверяемых ТТ $U_2 = f(I_{в.м})$ и по этой характеристике и полученному выше току намагничивания $I_{в.м}$ определяется соответствующее ему значение напряжения U_2 ;

5) определяется допустимое сопротивление нагрузки, при котором погрешность ТТ не будет превышать 10 % по значению и γ° по углу, по формуле

$$Z_{н. доп} = \frac{U_2 - I_{2 расч} Z_2}{0,9 I_{2 расч}} \quad (4.42)$$

Формула (4.42) выводится на основании следующих соотношений. Из выражения (4.19) следует, что когда при расчетных условиях ТТ работает с погрешностью 10 %, т. е. когда его ток намагничи-

вания составляет $I_{\text{ном}} = 0,1 I_{1 \text{ расч}}$, то действительный вторичный ток равен:

$$I_{2д} = I_{1 \text{ расч}} / K_I = 0,1 I_{1 \text{ расч}} / K_I = 0,9 I_{1 \text{ расч}} / K_I$$

или

$$I_{2д} = 0,9 I_{2 \text{ расч}}$$

Подставляя это значение I_2 в формулу (4.24), получаем:

$$E_2 = 0,9 I_{2 \text{ расч}} (Z_2 + Z_{\text{н, доп}}). \quad (4.43)$$

С другой стороны, ЭДС E_2 , определенная по характеристике намагничивания при том же токе намагничивания $I_{\text{нам}}$, равна:

$$E_2 = U_2 = I_{\text{нам}} Z_2,$$

или

$$E_2 = U_2 = 0,1 I_{2 \text{ расч}} Z_2. \quad (4.44)$$

Приравняв правые части уравнений (4.43) и (4.44), получаем:

$$0,9 I_{2 \text{ расч}} Z_2 + 0,9 I_{2 \text{ расч}} Z_{\text{н, доп}} = U_2 = 0,1 I_{2 \text{ расч}} Z_2,$$

откуда

$$Z_{\text{н, доп}} = \frac{U_2 - I_{2 \text{ расч}} Z_2}{0,9 I_{2 \text{ расч}}}.$$

Таким образом, для того чтобы погрешность трансформаторов тока не превышала допустимых 10 %, нагрузка на его вторичную обмотку не должна превышать значения $Z_{\text{н, доп}}$, определенного по формуле (4.42). Пользуясь этой же методикой, можно произвести обратную проверку, т. е. по известной нагрузке $Z_{\text{н}}$ определить погрешность ТТ. Ниже рассмотрен пример такой проверки.

Пусть требуется определить погрешности ТТ типа ТПФ-1/3,200/5 при одинаковой нагрузке на его вторичные обмотки $Z_{\text{н}} = 1 \text{ Ом}$. Сопротивление вторичных обмоток $Z_2 = 0,3 \text{ Ом}$ для обмотки класса 1 и $Z_2 = 0,4 \text{ Ом}$ для обмотки класса 3. Расчетный первичный ток $I_{1 \text{ расч}} = 2000 \text{ А}$.

1. Определяется расчетный вторичный ток:

$$I_{2 \text{ расч}} = \frac{I_{1 \text{ расч}}}{K_I} = \frac{2000}{200,0} = 50 \text{ А}.$$

2. Строятся характеристики намагничивания обеих сердечников ТТ (рис. 4.16).

3. Определяются ЭДС вторичных обмоток по формуле

$$E_2 = I_{2 \text{ расч}} (Z_2 + Z_{\text{н}}).$$

Для сердечника класса 1 $E_2 = 50 (0,3 + 1) = 65 \text{ В}$.

Для сердечника класса 3 $E_2 = 50 (0,4 + 1) = 70 \text{ В}$.

4. Принимая $E_2 \approx U_2$, поскольку значения их отличаются незначительно, по характеристикам намагничивания, приведенным на рис. 4.16, определяют токи намагничивания.

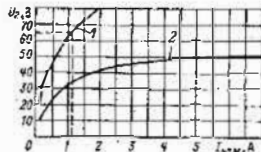
Для сердечника класса 1 ток намагничивания при напряжении 65 В составляет $I_{\text{нам}} = 1,1 \text{ А}$. Таким образом, во вторичной обмотке будет проходить ток не 50 А, а 50 — 1,1 = 48,9 А. Следовательно, погрешность этого сердечника равна:

$$f = \frac{50 - 48,9}{50} \cdot 100 = 2,2\%,$$

что не превышает допустимых 10 %.

128

Рис. 4.16. Характеристика намагничивания трансформатора тока типа ТПФ-1/3,200/5: 1 — сердечник первого класса; 2 — сердечник третьего класса



Расчетная ЭДС сердечника класса 3 составляет 70 В. Однако из характеристики намагничивания этого сердечника видно, что начиная с тока намагничивания, равного примерно 5,5 А, происходит его насыщение, вследствие чего напряжение на вторичной обмотке остается неизменным и равным примерно 51 В. Поэтому наибольший действительный вторичный ток, который может проходить по вторичной обмотке и подключенной к ней нагрузке 1 Ом, составляет:

$$I_{2д} = \frac{U_2 \text{ max}}{Z_2 + Z_{\text{н}}} = \frac{51}{0,4 + 1} = 36,5 \text{ А}.$$

При этом погрешность сердечника класса 3 составляет:

$$f = \frac{50 - 36,5}{50} \cdot 100 = 27\%.$$

Проверка возможности использования трансформаторов тока при погрешности более 10 %. В ряде случаев в схемах максимальных токовых защит и токовых отсеков можно использовать трансформаторы тока, работающие с погрешностью более 10 %. Использование таких ТТ возможно, если значение действительного вторичного тока, который они дают при КЗ в зоне действия защиты, достаточно для ее надежного действия.

Проверка производится по действительным характеристикам намагничивания в следующем порядке:

1. Строится характеристика намагничивания $U_2 = f(I_{\text{нам}})$. Затем по формуле $E_2 = U_2 = I_{\text{нам}} Z_{\text{н}}$ определяется ЭДС ТТ для нескольких произвольно выбранных значений $I_{\text{нам}}$ и на том же графике строится характеристика $E_2 = f(I_{\text{нам}})$.

2. По формулам (4.28), (4.30), (4.31) и табл. 4.3 определяется фактическая нагрузка $Z_{\text{н}}$, подключенная к вторичной обмотке.

3. Определяется ЭДС ТТ при прохождении по его первичной обмотке тока КЗ, при котором должно быть обеспечено надежное действие защиты,

$$E_2 = \frac{I_{\text{кз}}}{K_I} (Z_2 + Z_{\text{н}}).$$

4. По характеристике $E_2 = f(I_{\text{нам}})$ и определенному выше значению ЭДС определяется соответствующее ей значение тока намагничивания $I_{\text{нам}}$.

5. Определяется действительный вторичный ток

$$I_{2д} = \frac{I_{\text{кз}}}{K_I} - I_{\text{нам}}.$$

6. Определяется коэффициент чувствительности защиты

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{2д}}{I_{\text{с, р}}},$$

где $I_{\text{с, р}}$ — вторичный ток срабатывания реле защиты.

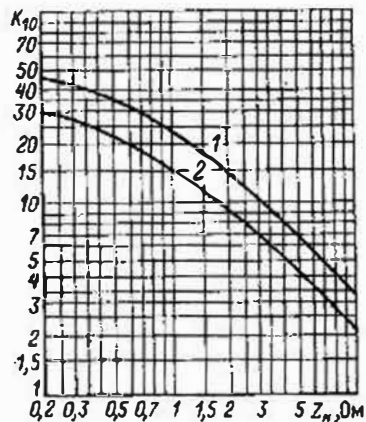
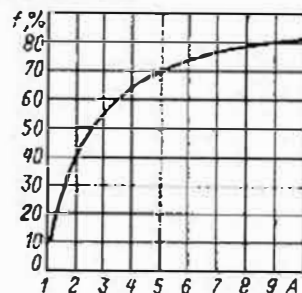


Рис. 4.17. Расчетные характеристики трансформаторов тока;

1 — класс Р; 2 — класс 0,5

Рис. 4.18. Зависимость $f = \varphi(A)$ для определения токовых погрешностей трансформаторов тока более 10 %



Другой метод определения значения вторичного тока с учетом действительной погрешности ТТ, превышающей 10 %, предложен в [25]. В соответствии с этим методом $I_{2д}$ определяется по следующему выражению:

$$I_{2д} = \frac{I_{1н} \left(1 - \frac{f\%}{100\%}\right)}{K_T},$$

где f — значение токовой погрешности ТТ, определяемой следующим образом:

- 1) по кривой предельных кратностей для конкретного типа, класса и коэффициента трансформации ТТ определяется значение предельной кратности $K_{10 \text{ доп}}$, соответствующее $Z_{н, \text{расч}}$ (рис. 4.17);
- 2) определяется максимальная кратность расчетного тока

$$K_{\text{max}} = \frac{I_{1н}}{I_{2н}};$$

- 3) определяется отношение $A = K_{\text{max}}/K_{10 \text{ доп}}$;

4) по зависимости $f = \varphi(A)$, приведенной на рис. 4.18, определяется значение действительной погрешности ТТ. Зависимость, приведенная на рис. 4.18, единая для всех типов ТТ, построена для условий работы ТТ в условиях глубокого насыщения [25].

Проверка отсутствия вибрации токовых реле при больших погрешностях трансформаторов тока. При работе ТТ с большими погрешностями происходит искажение формы кривой вторичного тока, вследствие чего при определенных условиях может возникнуть неустраиваемая вибрация электромагнитных реле, что может вызвать отказ защиты. Поэтому при работе ТТ с погрешностью более 10 % необходимо проводить дополнительную проверку. Поскольку искажение формы кривой тока по-разному влияет на реле разных типов, для них могут быть допущены разные значения погрешностей. Эти значения, определенные экспериментально, приведены в табл. 4.4 [25].

Таблица 4.4

Тип защиты и реле	$f_{\text{доп}}$, %
Максимальная токовая защита с независимой выдержкой времени и отсечка с реле тока: РТ-40 (модернизированные, выпуск после 1969 г.)	50
РТ-40/Р (на базе модернизированного РТ-40)	Не регламентируется
РТ-40 (выпуск до 1969 г.) ЭТ-520	
Максимальная токовая защита с ограничено зависимой выдержкой времени на реле РТ-80, РТ-90	40
Направленные максимальные токовые и дистанционные защиты от междуфазных КЗ с реле: РБМ с жесткими упорами (выпуск с 1970 г.) РБМ и ИМБ (выпуск до 1970 г.)	30 10
Направленные токовые защиты нулевой последовательности от КЗ на землю в сетях 110 кВ и выше с реле: РБМ с жесткими упорами (выпуск с 1970 г.) РБМ и ИМБ (выпуск до 1970 г.) РБМ с жесткими упорами и конденсаторами	20 10 40
Дистанционная защита с направленными реле сопротивления (индукционными и магнитоэлектрическими)	50

Расчет допустимого значения сопротивления нагрузки ТТ в соответствии с данными табл. 4.4 производится по действительным характеристикам намагничивания ТТ в следующем порядке:

- 1) строится наиболее низкая характеристика $U_2 = f(I_{\text{нам}})$ н, как было показано выше, характеристика $E_2 = f(I_{\text{нам}})$;
- 2) определяется ток намагничивания как

$$I_{\text{нам}} = \frac{f_{\text{доп}}}{100} I_{2 \text{ расч}}, \quad (4.45)$$

где $f_{\text{доп}}$ — допустимое значение погрешности по табл. 4.4; $I_{2 \text{ расч}}$ — расчетное значение вторичного тока, определяемое по (4.37);

3) по характеристике $E_2 = f(I_{\text{нам}})$ и полученным значениям $I_{\text{нам}}$ определяются соответствующие значения ЭДС E_2 ;

4) определяется допустимое сопротивление нагрузки по формуле

$$Z_{н, \text{доп}} = \frac{E_2 - \frac{I_{\text{дсн}}}{100} I_{2 \text{ расч}} Z_2}{\frac{f_{\text{доп}}}{100} I_{2 \text{ расч}}}. \quad (4.46)$$

4.6. КАБЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА С КОЛЬЦЕВЫМИ СЕРДЕЧНИКАМИ

Для защиты от замыканий на землю большое распространение получили кабельные ТТ с кольцевыми сердечниками. Эти ТТ называют также трансформаторами тока нулевой последователь-

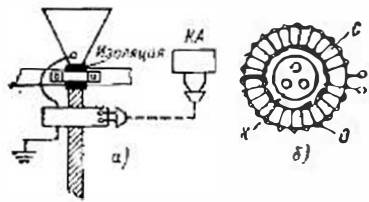


Рис. 4.19. Кабельный трансформатор тока с кольцевым сердечником

ности. Кабельный ТТ, как показано на рис. 4.19, состоит из стального сердечника C круглой или прямоугольной формы, на котором намотана вторичная обмотка O . Сердечник надевается на трехфазный кабель защищаемой линии K , который и является первичной обмоткой ТТ.

Ток, проходящий по каждой фазе кабеля, создает в сердечнике ТТ магнитный поток, а ЭДС во вторичной обмотке индуцируется суммарным магнитным потоком всех трех фаз. При симметричной трехфазной нагрузке, а также при трех- и двухфазных КЗ суммарный магнитный поток равен нулю, так как равна нулю сумма создающих его токов. При замыкании на землю одной фазы ток замыкания проходит только по этой фазе и создает в сердечнике магнитный поток, который индуцирует ЭДС во вторичной обмотке ТТ. Под влиянием этой ЭДС во вторичной обмотке и реле KA проходит ток.

Трансформаторы тока с кольцевыми сердечниками имеют более простую конструкцию и значительно меньше ток небаланса по сравнению с обычными ТТ, соединенными на сумму токов трех фаз по схеме рис. 4.14, ∂ . В кольцевых ТТ ток небаланса возникает только из-за несимметрии расположения жил кабеля относительно сердечника. Коэффициент трансформации кольцевого ТТ в отличие от обычного не зависит от первичного тока. Поэтому число витков вторичной обмотки подбирается из условия получения наибольшей чувствительности защиты.

Кольцевые ТТ для защиты от замыканий на землю кабельных линий изготавливаются либо со сплошным сердечником, либо с разъемным, что облегчает его установку на действующей линии. При установке кольцевого ТТ воронка кабеля тщательно изолируется от «земли», а заземляющий провод пропускается через внутреннее отверстие ТТ, как показано на рис. 4.19. Если бы воронка была заземлена непосредственно в месте ее крепления, то защита могла бы действовать неправильно от токов, проходящих по броне и свинцовой оболочке кабеля. При указанном способе заземления воронки ток, проходящий к воронке по броне кабеля, уходит по заземляющему проводу в противоположном направлении и, следовательно, его суммарное действие равно нулю.

4.7. МАГНИТНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА

В последние годы в энергосистемах страны получили распространение магнитные трансформаторы тока типа ТВМ [24]. Магнитные ТТ представляют собой катушку, расположенную на определенном расстоянии от провода, по которому проходит контролируемый ток (рис. 4.20). При прохождении в проводе (например, фазы A) тока I_A в обмотке датчика этой фазы индуцируется ЭДС, являющаяся функцией тока.

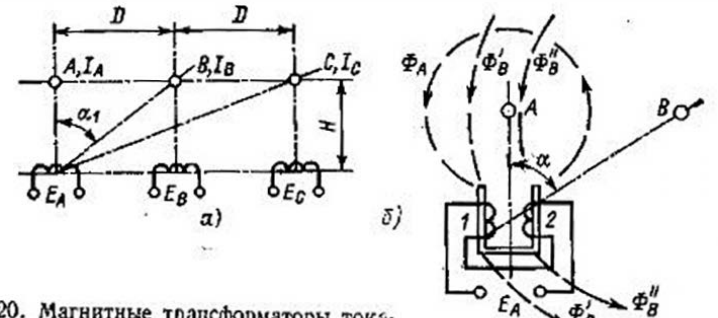


Рис. 4.20. Магнитные трансформаторы тока: а — расположение ТТ относительно проводов контролируемой установки; б — конструкция ТТ типа ТВМ

Магнитные ТТ отличаются от обычных электромагнитных ТТ, широко применяемых в схемах релейной защиты; зависимостью коэффициента взаимной индукции, а следовательно, и коэффициента трансформации от конструктивных особенностей датчика, а также от того, как он располагается относительно провода с контролируемым током; необходимостью учета влияния «посторонних» токов, проходящих по соседним проводам и создающих в обмотке датчика помехи; малой мощностью на выходе, вследствие чего магнитные ТТ могут применяться лишь с устройствами релейной защиты, имеющими малое потребление.

Для уменьшения влияния помех в Союзтехэнерго разработаны магнитные ТТ с дифференциальными датчиками типа ТВМ [24]. Подобные ТТ представляют собой стальной сердечник П-образной формы с двумя одинаковыми, соединенными встречно-последовательно обмотками 1 и 2, надетыми на полюсы сердечника (рис. 4.20, б).

Проекция провода фазы A , для контроля за которым предназначен изображенный на рис. 4.20, б датчик, находится в центре сердечника. Магнитный поток Φ_A , пропорциональный току I_A , проходит по полюсам сердечника в противоположных направлениях. При этом, поскольку обмотки ТВМ соединены встречно, ЭДС обеих обмоток суммируются арифметически: ЭДС E_A равна удвоенной ЭДС каждой обмотки.

Магнитные потоки, создаваемые токами других фаз (например, Φ_B и Φ_C , пропорциональные току I_B), проходят по полюсам ТВМ в одном направлении, и индуцируемые ими ЭДС в обмотках вычитаются. Благодаря этому уменьшаются помехи, создаваемые в ТВМ токами соседних фаз. Трансформаторы ТВМ устанавливаются на разъединителях или отделителях высокого напряжения и крепятся с помощью фиксаторов из немагнитного материала. Для повышения мощности, отдаваемой трансформатором тока ТВМ, на его выходе обычно подключается конденсатор.

4.8. ФИЛЬТРЫ СИММЕТРИЧНЫХ СОСТАВЛЯЮЩИХ

В схемах релейной защиты широко применяются реле, реагирующие на отдельные симметричные составляющие и, для их комбинацию. Использование составляющих тока и напряжения обратной к нулевой последовательностей позво-

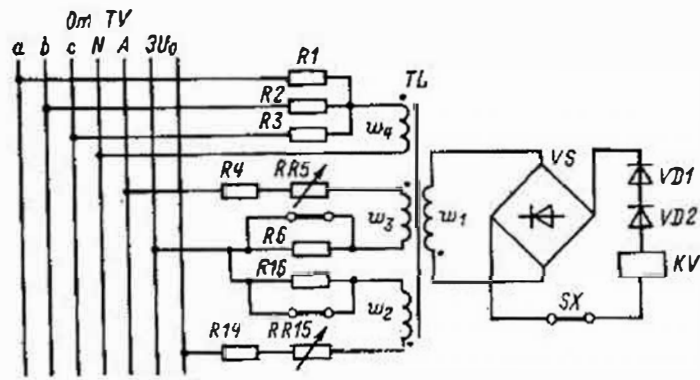


Рис. 4.21. Схема устройства блокировки дистанционных защит от неисправности цепей напряжения типа КРБ-12М

для выполнения устройства релейной защиты более чувствительными, так как в нормальном режиме эти составляющие отсутствуют [1, 2].

Для выделения симметричных составляющих из полных токов и напряжений применяются специальные устройства — фильтры. Фильтром тока или напряжения симметричных составляющих называется электрическая схема, состоящая из разных элементов (трансформаторов, активных и реактивных сопротивлений), параметры которых подобраны таким образом, чтобы пропускать в подключенное на выходе фильтра реле только составляющие определенной последовательности и не пропускать других составляющих. Так, например, напряжение на выходе фильтра напряжения обратной последовательности будет равно нулю при подаче на его вход напряжений прямой и нулевой последовательностей. При подаче же на вход этого фильтра напряжения обратной последовательности на его выходе появится напряжение определенной величины, зависящей от параметров фильтра и значения подключаемой нагрузки. Рассмотрим схемы некоторых фильтров, которые применяются в схемах релейной защиты.

Фильтры напряжения нулевой последовательности. Фильтры нулевой последовательности наиболее просты. Выше был рассмотрен фильтр напряжения нулевой последовательности (ФННП), используемый для подключения цепей напряжения в схемах защит от замыканий на землю. Для выполнения ФННП обычно используются вторичные обмотки ТП, которые соединяются на сумму напряжений трех фаз, или, как говорят, в схему разомкнутого треугольника (см. рис. 4.4.). Напряжение на выходе такого фильтра равно утроенному напряжению нулевой последовательности:

$$\dot{U}_A + \dot{U}_B + \dot{U}_C = 3\dot{U}_0.$$

Напряжения двух других последовательностей на выходе фильтра не образуются, так как суммы напряжений трех фаз прямой и обратной последовательностей равны нулю (см. гл. 1):

$$\dot{U}_{A1} + \dot{U}_{B1} + \dot{U}_{C1} = 0;$$

$$\dot{U}_{A2} + \dot{U}_{B2} + \dot{U}_{C2} = 0.$$

Схема ФННП, которая подключается к цепям ТП, соединенным в звезду, показана на рис. 4.7.

Устройства блокировки при неисправности цепей напряжения типа КРБ-12М. Фильтры напряжения нулевой последовательности применяются для контроля исправности цепей напряжения и для блокировки дистанционных защит, которые могут сработать ложно при неисправности цепей напряжения. Схема подобной блокировки типа КРБ-12М приведена на рис. 4.21.

Устройство состоит из четырехобмоточного промежуточного трансформатора TL , резисторов $R1-R3$, $R4$, $R6$, $R14$, $R16$, реостатов $RR5$ и $RR15$, диодов $VD1$ и $VD2$, выпрямительного моста VS , исполнительного реле KV и нескольких накладок [20]. Резисторы $R1-R3$, подключенные к фазным выводам обмоток трансформатора напряжения, соединены в звезду (a, b, c), а обмотка w_4 трансформатора TL , подключаемая к общей точке резисторов и к нулевой точке тех же обмоток трансформатора напряжения, образует ФННП.

Обмотка w_4 TL через резисторы $R14$, $R16$, реостат $RR15$ подключается к другому ФННП — обмоткам трансформатора напряжения, соединенным в разомкнутый треугольник. Резисторы $R4$, $R6$, реостат $RR5$ и обмотка w_3 трансформатора TL подключены на напряжение фазы A обмотки трансформатора напряжения TV , соединенной в разомкнутый треугольник. К обмотке w_1 через выпрямительный мост VS и диоды $VD1$ и $VD2$ включено исполнительное реле KV . Диоды $VD1$ и $VD2$ улучшают отстройку исполнительного реле KV от напряжения небаланса, что облегчает условия возврата блокировки.

Первичные обмотки w_3 и w_4 трансформатора TL имеют одинаковое число витков, сопротивление резистора $R3$, вдвое меньшее, чем сопротивления резисторов $R1$ и $R2$. В нормальном режиме по обмотке w_3 проходит ток I_3 , создающий в сердечнике TL магнитодвижущую силу (МДС) $I_3 w_3$. Для того чтобы при этом не сработало выходное реле, к обмотке w_4 , создающей противоположную действующую МДС, подводится ток I_4 , значение которого устанавливается равным току в обмотке w_3 . Это осуществляется подбором сопротивлений резисторов $R4$, $R6$ и реостата $RR5$ в зависимости от коэффициента трансформации трансформатора напряжения.

Баланс магнитных потоков от МДС обмоток w_3 и w_4 не нарушается также при любых междупазных КЗ, симметричных или несимметричных. При КЗ, связанных с землей, появляется напряжение нулевой последовательности, под действием которого обмотка w_2 создает магнитный поток, компенсирующий неравенство МДС от обмоток w_3 и w_4 .

Суммарное сопротивление резисторов $R14$, $R16$ и реостата $RR15$, включенных в цепи обмотки w_4 , равно сопротивлению резисторов в цепи обмотки w_3 , так как обе эти обмотки подключены к измеряемым напряжениям через одинаковый коэффициент трансформации ТН.

Таким образом, рассматриваемая блокировка не срабатывает при повреждении в первичной сети. Реле KV блокировки сработает и разомкнет контакт в цепи защиты, выводя ее из действия, только при нарушении цепей напряжения.

Фильтр тока нулевой последовательности. Фильтр тока нулевой последовательности состоит из трех ТТ, вторичные обмотки которых включены параллельно (см. рис. 4.14, б), вследствие чего в реле проходит только ток нулевой последовательности:

$$\dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C = 3\dot{I}_0.$$

Токи двух других последовательностей в реле не проходят, так как суммы токов трех фаз прямой и обратной последовательностей равны нулю:

$$\dot{I}_{A1} + \dot{I}_{B1} + \dot{I}_{C1} = 0;$$

$$\dot{I}_{A2} + \dot{I}_{B2} + \dot{I}_{C2} = 0.$$

Фильтром тока нулевой последовательности является также и кабельный ТТ с кольцевым сердечником (см. рис. 4.19), в котором осуществляется суммирование магнитных потоков, создаваемых тремя фазными токами.

Фильтр напряжения обратной последовательности. Схема фильтра напряжения обратной последовательности (ФНОП), состоящего из активных и емкостных сопротивлений, показана на рис. 4.22. Рассмотрим поведение данного фильтра при подаче на его входные зажимы напряжений разных последовательностей. Анализ работы фильтра будем проводить в режиме холостого хода, когда нагрузка к его выходным зажимам не подключена. Если фильтр напряжения будет правильно работать в режиме холостого хода, то подключение нагрузки приведет лишь к изменению абсолютного значения выходного напряжения, не искажая основных соотношений, характеризующих его работу.

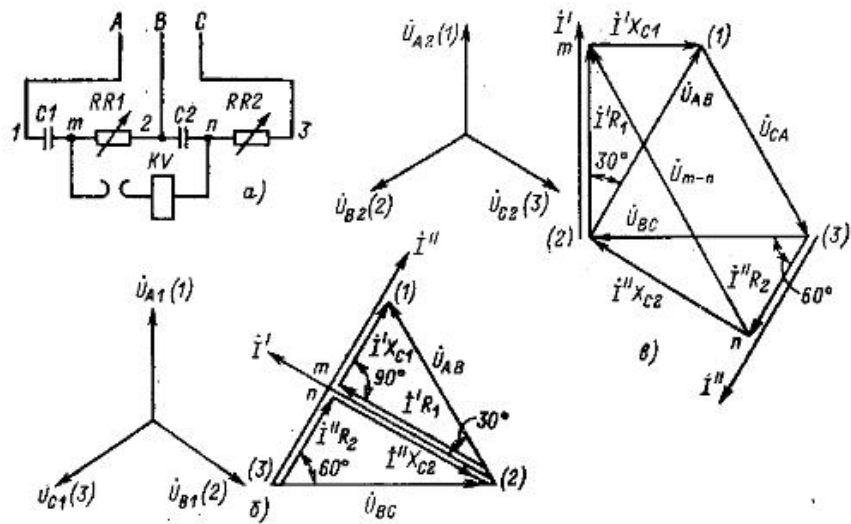


Рис. 4.22. Фильтр напряжения обратной последовательности;
 а — схема фильтра; б — векторная диаграмма ненагруженного фильтра при подаче на его вход напряжения прямой последовательности; в — векторная диаграмма ненагруженного фильтра при подаче на его вход напряжения обратной последовательности

Напряжение нулевой последовательности, как известно, имеет одинаковое значение и направление во всех фазах. Поэтому все входные зажимы фильтра, в котором в порядке электрического чередования подключены фазы напряжений A, B, C , будут иметь одинаковый потенциал. Таким образом, напряжение на выходе ФНОП, определяемое разностью потенциалов на зажимах реле, при подаче на вход фильтра напряжения нулевой последовательности будет равно нулю.

Под действием системы напряжений прямой последовательности $\dot{U}_{A1}, \dot{U}_{B1}, \dot{U}_{C1}$, подведенных соответственно к входным зажимам фильтра 1, 2, 3, по его активным и емкостным сопротивлениям будут проходить определенные токи. Векторная диаграмма, на которой показано распределение напряжений по элементам фильтра в этом случае, дана на рис. 4.22, б. Рассмотрим эту диаграмму, учитывая, что активные и емкостные сопротивления, используемые в фильтре, имеют следующие соотношения:

$$R_1 = \sqrt{3} X_{C1}; R_2 = \frac{X_{C2}}{\sqrt{3}}. \quad (4.47)$$

Под действием напряжения U_{AB} , приложенного к плечу фильтра $CI-RR1$, т. е. между зажимами 1 и 2, через эти сопротивления проходит ток i' , имеющий емкостный характер и опережающий напряжение \dot{U}_{AB} на угол 30° . Этот ток на элементах $RR1$ и CI создает падение напряжения $i'R_1$, совпадающее по направлению с вектором i' и $i'X_{C1}$, отстающее от этого тока на 90° (рис. 4.22, б). Аналогичный треугольник напряжений может быть построен и для второго плеча фильтра (между зажимами 2—3), к которому подведено напряжение U_{BC} . Ток, проходящий в этом плече i'' , будет опережать напряжение \dot{U}_{BC} на угол 60° , так как емкостное сопротивление больше активного:

$$\arctg \frac{X_{C2}}{R_2} = 60^\circ.$$

В результате, как следует из диаграммы, приведенной на рис. 4.22, б, выходные зажимы фильтра m и n имеют одинаковый потенциал. Таким образом, напряже-

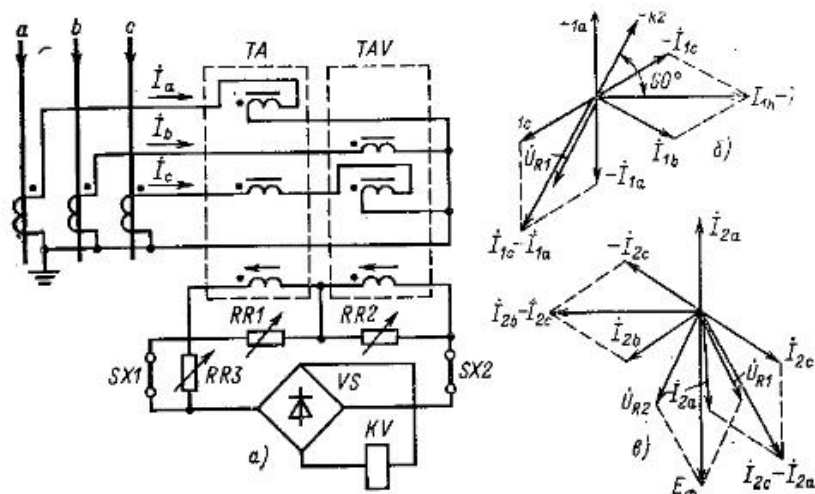


Рис. 4.23. Фильтр тока обратной последовательности типа РТФ-1М;
 а — схема фильтра; б — векторная диаграмма токов ненагруженного фильтра при подаче на его вход токов прямой последовательности; в — векторная диаграмма напряжений ненагруженного фильтра при подаче на его вход токов обратной последовательности

ние на зажимах реле при подаче на вход ФНОП напряжения прямой последовательности также равно нулю.

Диаграмма, характеризующая работу фильтра при подаче на его вход напряжения обратной последовательности, показана на рис. 4.22, в. В этом случае векторная диаграмма напряжений изменяется, так как изменяется чередование фазных напряжений на входе фильтра $\dot{U}_{A2}, \dot{U}_{B2}, \dot{U}_{C2}$, подведенных соответственно к зажимам 1, 2, 3. При этом между зажимами m и n появляется большое напряжение, пропорциональное значению напряжения обратной последовательности на входе ФНОП.

Таким образом, рассмотренный нами ФНОП удовлетворяет сформулированным выше условиям. При подаче на его входные зажимы напряжений прямой и нулевой последовательности напряжение на выходе фильтра равно нулю, а при подаче на вход напряжения обратной последовательности — имеет определенное значение. Следовательно, ФНОП будет выделять из полного напряжения, поданного на его вход, напряжение обратной последовательности, не пропуская напряжений других последовательностей.

Напряжение на выходе фильтра зависит от сопротивления подключенной к нему нагрузки. Для отдачи максимальной мощности от фильтра напряжения должно быть соблюдено следующее условие:

$$Z_{\Phi, K} = Z_n. \quad (4.48)$$

где Z_n — сопротивление нагрузки, подключенной к выходным зажимам фильтра; $Z_{\Phi, K}$ — сопротивление короткого замыкания фильтра, измеряемое со стороны его выходных зажимов, когда входные зажимы замкнуты. Поэтому обычно на выходе фильтра подключается реле, имеющее определенное сопротивление, что обеспечивает получение от фильтра наибольшей мощности. Фильтр-реле напряжения обратной последовательности, схема которого приведена на рис. 4.22, называется РНФ-1М.

Фильтры тока обратной последовательности. Фильтр-реле РТФ-1М. Схема фильтра тока обратной последовательности (ФТОП), используемого в реле РТФ-1М, приведена на рис. 4.23. Реле состоит из активно-трансформаторного фильтра, выпрямительного моста и исполнительного органа. В фильтр входят трансформатор тока TA и трансреактор TAV , каждый из них имеет по две пер-

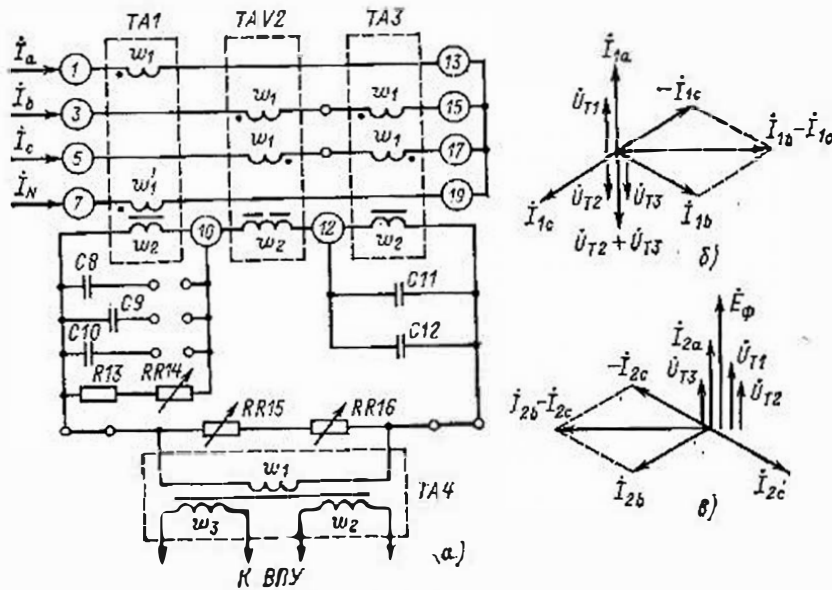


Рис. 4.24. Фильтр тока обратной последовательности типа РТФ-6: а — схема фильтра; б — векторная диаграмма токов ненагруженного фильтра при подаче на его вход токов прямой последовательности; в — векторная диаграмма ненагруженного фильтра при подаче на его вход токов обратной последовательности

вичные обмотки, включаемые для компенсации токов нулевой последовательности на разность токов двух фаз. По первичным обмоткам ТА проходит разность токов $i_c - i_a$, по первичным обмоткам ТАV — разность токов $i_b - i_c$. К вторичной обмотке ТА подключен резистор RR1, падение напряжения на котором пропорционально разности токов $i_c - i_a$ и совпадает с ней по фазе:

$$U_{R1} = K_I (i_c - i_a) R_1, \quad (4.49)$$

где K_I — коэффициент трансформации ТА.

Вторичная обмотка ТАV также замкнута на регулируемый резистор RR2, падение напряжения на котором пропорционально разности токов $i_b - i_c$ и опережает ее по фазе на угол 60° .

Поскольку токи нулевой последовательности во всех фазах одинаковы по значению и направлению, разность токов нулевой последовательности двух фаз будет равна нулю. Поэтому во вторичных обмотках ТА и ТАV могут проходить только токи прямой и обратной последовательностей.

На рис. 4.23, б приведена векторная диаграмма токов и напряжений при подаче на вход фильтра системы токов прямой последовательности. Как видно из диаграммы, напряжения U_{R1} и U_{R2} противоположны по фазе и равны по значению — последнее действительно при условии $(w_{1TA}/w_{2TA}) R_1 = 0,5 (w_{1TAV}/w_{2TAV}) \times R_2$, где w_{1TA} , w_{2TA} , w_{1TAV} , w_{2TAV} — числа первичных и вторичных витков ТА и ТАV соответственно. Ток на выходе ФТОП при этом будет равен нулю.

Векторная диаграмма фильтра при подаче на его вход системы токов обратной последовательности приведена на рис. 4.23, а. В этом случае равные значения напряжений на резисторах RR1 и RR2 сдвинуты по фазе на угол 60° , а их сумма равна E_Φ , пропорциональной значению тока обратной последовательности на входе ФТОП.

Так же как при анализе фильтра напряжения обратной последовательности, ФТОП рассматривался ненагруженным, когда его выходные зажимы были замкнуты. Такое предположение допустимо, так как подключение нагрузки приведет

дальше к изменению абсолютного значения тока, проходящего на выходе ФТОП, не искажая его работы. Абсолютное значение тока на выходе ФТОП зависит от значения сопротивления подключенной нагрузки. Для максимальной отдачи фильтром мощностью должно соблюдаться условие:

$$Z_{\Phi, x} = Z_N, \quad (4.50)$$

где Z_N — сопротивление нагрузки; $Z_{\Phi, x}$ — сопротивление холостого хода ФТОП, которое измеряется с его входных зажимов при разомкнутых выходных. Аналогичную структуру фильтра, несколько отличающуюся схемой подключения токовых цепей, имеют фильтры-реле РТФ-7/1 и РТФ-7/2 [20].

На рис. 4.24 показана схема фильтра для реле РТФ-6 (см. гл. 9), который включает: трансформаторы тока ТА1 и ТА3, трансреактор ТАV2, резистор R13, реостат RR14 и конденсаторы C11 и C12. Первичная обмотка w_1 трансформатора тока ТА1 включена на ток фазы А; для компенсации тока нулевой последовательности в нулевой провод включена компенсирующая обмотка w_1' . Первичные обмотки трансформатора ТА3 и трансреактора ТАV2 (по две у каждого) включены на разность токов фаз В и С, поэтому компенсация токов нулевой последовательности не требуется.

Напряжение на выходе ФТОП складывается: из падения напряжения U_{T1} на подключенных к вторичной обмотке ТА1 резисторе R13 и реостате RR14, совпадающего по фазе с током i_a ; напряжения U_{T2} на вторичной обмотке ТАV2; падения напряжения U_{T3} на подключенных к вторичной обмотке ТА3 конденсаторах C11 и C12.

Векторная диаграмма при подаче на вход фильтра симметричных токов прямой последовательности показана на рис. 4.24, б. Условием равновесия фильтра является равенство:

$$U_{T1} = U_{T2} + U_{T3},$$

или

$$K_{I1} (R_{13} + R_{14}) = \sqrt{3} \left[\omega L_M + \frac{K_{I3}}{\omega (C_{11} + C_{12})} \right], \quad (4.51)$$

где K_{I1} и K_{I3} — коэффициенты трансформации ТА1 и ТА3; L_M — взаимная индуктивность обмоток ТАV2.

Настройка фильтра на минимум небаланса производится регулировкой реостата RR14. Члены правой части равенства (4.51) имеют взаимно обратную зависимость от частоты. Если при частоте 50 Гц соблюдены условия $X_M = K_{I3} (C_{11} + C_{12})$ или, что то же, $U_{T2} = U_{T3}$, то частотная зависимость ФТОП будет практически устранена, так как напряжение U_{T1} мало зависит от частоты. Угловые потребности элементов ФТОП могут быть скомпенсированы конденсаторами C8, C9 и C10, которые в любом сочетании могут быть подключены параллельно R13 и RR14.

Векторная диаграмма токов и напряжений ФТОП при подаче на его вход симметричной системы токов обратной последовательности приведена на рис. 4.24, а. Напряжение на выходе ФТОП равно сумме напряжений: U_{T1} , U_{T2} и U_{T3} .

Для согласования уставок реле с номинальным током генератора, на котором устанавливается токовая защита обратной последовательности (см. гл. 9), на выходе ФТОП включены реостаты RR15 и RR16. Через выходной трансформатор ТА1 к выходу ФТОП подключено входное преобразовательное устройство (ВПУ) реле РТФ-6 (см. гл. 9).

Глава пятая ОПЕРАТИВНЫЙ ТОК

5.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Как известно (см. гл. 3), реле косвенного действия воздействуют на включение и отключение выключателей через специальные включающие и отключающие электромагниты путем подачи в них тока в отличие от реле прямого действия, которые при срабатывании производят включение и отключение выключателей путем непосредственного механического воздействия на привод. Ток, при

помощью которого производится управление выключателями, т. е. их включение и отключение, называется оперативным током, а источники этого тока — источниками оперативного тока. Оперативный ток используется также для питания различных вспомогательных реле в схемах релейной защиты и автоматики (промежуточных, указательных, времени), а также для работы сигнализации (свеговой, звуковой).

Источники оперативного тока должны быть всегда готовы к действию и обеспечивать необходимое напряжение или ток в обмотках включающих и отключающих электромагнитов. Поэтому к их надежности предъявляются очень высокие требования. Для управления выключателями и питания устройств релейной защиты и автоматики используются два типа оперативного тока: постоянный и переменный.

5.2. ПОСТОЯННЫЙ ОПЕРАТИВНЫЙ ТОК

Источники и схемы питания. Основными источниками постоянного оперативного тока являются аккумуляторные батареи с зарядными устройствами [12, 28]. Стандартными значениями номинальных напряжений постоянного оперативного тока приняты 24, 48, 110, 220 В.

Для питания устройств релейной защиты и автоматики, управления выключателями, аварийной и предупредительной сигнализации, а также других установок, требующих питания от независимого источника постоянного тока, создается специальная распределительная сеть (рис. 5.1). Для заряда аккумуляторных батарей используются полупроводниковые или ртутные выпрямители или зарядные агрегаты, состоящие из асинхронного электродвигателя M и генератора постоянного тока G .

Для обеспечения надежного питания оперативным током ответственных устройств распределительная сеть делится на отдельные участки, чтобы повреждение на одном из них не парализовало работу других [28].

Все потребители постоянного оперативного тока делятся по степени их ответственности на несколько категорий. Наиболее ответственными потребителями являются цепи оперативного тока релейной защиты, автоматики и управления выключателями. Эти цепи питаются от отдельных шинок управления (рис. 5.1), которые для повышения надежности делятся на несколько секций. Каждая секция шинок управления питает цепи релейной защиты, автоматики и управления определенного участка, например выключателей 110, 35 кВ и т. д. Между секциями установлены рубильники, позволяющие производить питание от соседней секции при повреждении питающей линии. На каждой линии, отходящей от шин аккумуляторной батареи, установлены рубильники и плавающие предохранители, исправность которых непрерывно контролируется сигнальными лампами или специальными реле (на рис. 5.1 не показаны).

Питание от шинок управления на цепи релейной защиты, автоматики и управления подается через отдельные предохранители FA для каждого выключателя. Контроль исправности этих предохранителей осуществляется в схемах управления выключателями. Цепи сигнализации также часто питаются от отдельных шинок сигнализации. Однако ввиду меньшей ответственности они делятся на меньшее количество секций, например две. В тех случаях, когда отдельные шинки сигнализации не предусматриваются, питание цепей сигнализации производится от цепей управления через отдельные предохранители.

В цепях управления ток проходит кратковременно во время включения или отключения выключателя и составляет примерно 5—10 А. Номинальный ток плавких вставок предохранителей выбирается по формуле (2.3) и проверяется условие, что ток при КЗ в наиболее удаленной точке в 5—10 раз превышает номинальный ток плавкой вставки. При определении значения тока, который может проходить через предохранитель, необходимо учитывать все реле защиты и автоматики, сигнальные лампы, включающие электромагниты и контакторы включения, ток которых может одновременно проходить через предохранитель.

Ток $KЗ$ определяется по формуле

$$I_{K3} = \frac{E_{бат}}{R_{бат} + R_{д}} = \frac{ne}{nR_0 + R_{д}}, \quad (5.1)$$

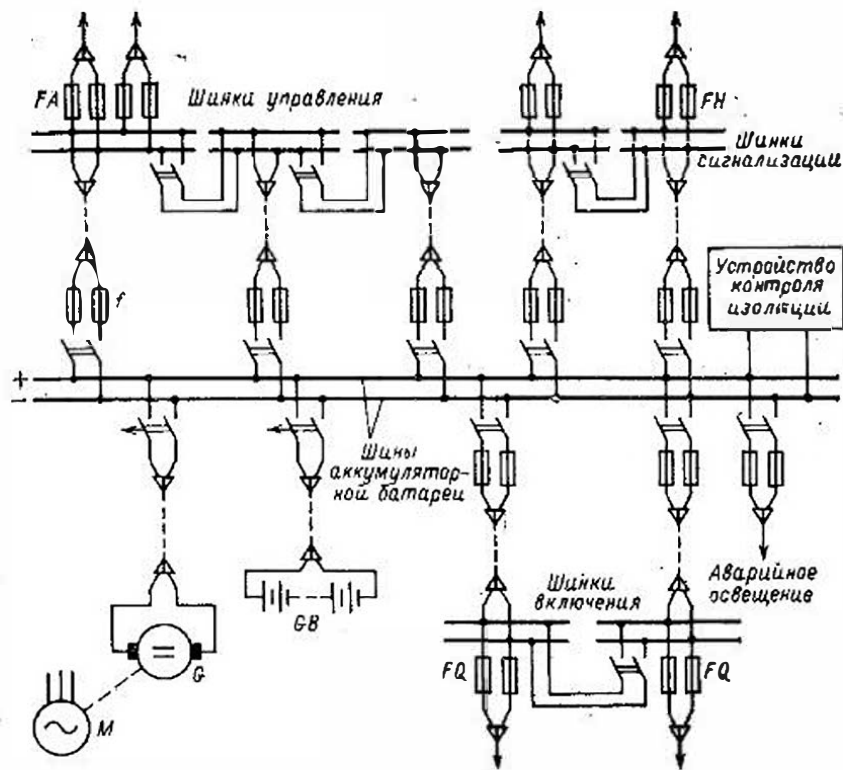


Рис. 5.1. Принципиальная схема распределительной сети постоянного тока

где e — ЭДС одного элемента батареи, В; R_0 — внутреннее сопротивление одного элемента, Ом; n — число элементов в цепи разряда; $R_{д}$ — сопротивление цепи от шин батареи до места КЗ в оба конца, Ом.

Средние значения e и R_0 для одного элемента аккумуляторов литиевых С-1 и СК-1 составляют: для разряженного состояния $e_p = 1,8$ В, $R_0, p = 0,006$ Ом; для заряженного состояния $e_z = 2,1$ В, $R_0, z = 0,0046$ Ом.

Сопротивления элементов аккумуляторов других типов определяются делением указанных значений на номер батареи. Сопротивление цепи определяется по формуле

$$R_{д} = \frac{2l}{\gamma S}, \quad (5.2)$$

где l — расстояние по трассе кабеля от шин батареи до места КЗ, м; γ — удельная проводимость, равная 57 для меди и 34 для алюминия; S — сечение жил кабеля, мм².

Отдельные шинки и цепи выполняются для питания обмоток включающих электромагнитов масляных выключателей. Ток в этих цепях проходит кратковременно, но достигает больших значений (до 400 А). Поэтому сечение жил кабелей выбирается таким, чтобы падение напряжения в них не превосходило допустимого значения и напряжение на обмотках включающих электромагнитов не снижалось ниже 70 % номинального. Предохранители FQ , устанавливаемые в этих цепях, предназначены для отделения поврежденного участка от батареи и для защиты обмоток включающих электромагнитов от длительного прохождения тока, на которое они не рассчитаны.

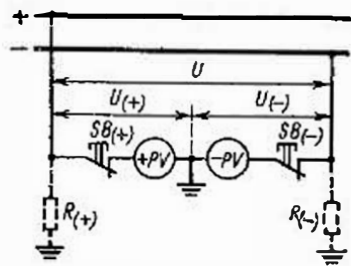


Рис. 5.2. Схема контроля изоляции цепей постоянного тока с помощью двух вольтметров

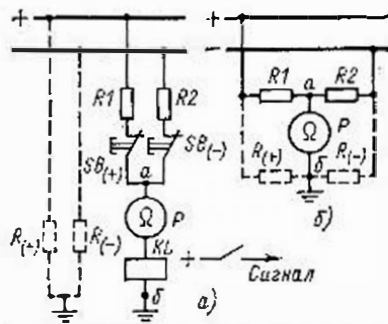


Рис. 5.3. Схема устройства автоматического контроля и измерения изоляции цепей постоянного тока:
а — принципиальная схема устройства; б — схема, поясняющая принцип действия

Остальные потребители постоянного тока: аварийное освещение, мелкие электродвигатели — также питаются от отдельных шинок и сети.

Контроль изоляции сети постоянного тока. Нарушение изоляции относительно земли сети постоянного тока может привести к образованию обходных цепей и ложным отключениям оборудования. Поэтому все установки постоянного тока оборудуются устройствами непрерывного контроля состояния изоляции сети постоянного тока относительно земли [28]. На рис. 5.2 показана простейшая схема контроля, которая состоит из двух вольтметров, включенных между каждым полюсом и землей.

В нормальных условиях, когда сопротивления изоляции каждого полюса относительно земли $R_{(+)}$ и $R_{(-)}$ одинаковы, т. е. $R_{(+)} = R_{(-)}$, напряжение каждого полюса относительно земли равно половине напряжения между полюсами, т. е. $U_{(+)} = U_{(-)} = 0,5U$. Если один из полюсов, например плюс, замыкнется на землю, т. е. $R_{(+)} = 0$, то соответственно напряжение $U_{(+)}$ также станет равным нулю, а напряжение $U_{(-)}$ возрастет до полного напряжения между полюсами, т. е. $U_{(+)} = 0$ и $U_{(-)} = U$. Следовательно, при понижении сопротивления изоляции на одном из полюсов напряжение этого полюса относительно земли, нормально равное $0,5U$, понижается, а напряжение другого полюса относительно земли увеличивается на то же значение.

Для обеспечения достаточной чувствительности рассматриваемой схемы контроля сопротивление вольтметров должно быть соизмеримо с сопротивлением изоляции сети постоянного тока относительно земли. Хорошие результаты получаются при сопротивлении вольтметров 50—100 кОм.

Для того чтобы определить значение сопротивления изоляции сети относительно земли, поочередно размыкают кнопки $SB_{(+)}$ и $SB_{(-)}$ и записывают показания вольтметров $U_{(-)}$ и $U_{(+)}$. По известному значению сопротивления вольтметров R_V и полученным при измерениях показаниям напряжений определяют сопротивления изоляции сети относительно земли по формулам:

$$R_{(+)} = R_V \left(\frac{U - U_{(+)}}{U_{(-)}} - 1 \right); \quad (5.3)$$

$$R_{(-)} = R_V \left(\frac{U - U_{(-)}}{U_{(+)}} - 1 \right). \quad (5.4)$$

В эксплуатации используются различные устройства контроля изоляции сети постоянного тока относительно земли периодического и непрерывного действия. Схема одного из устройств непрерывного автоматического контроля приведена на рис. 5.3. Устройство состоит из равных сопротивлений $R1$ и $R2$, магнитоэлектрического микроамперметра P с двусторонней шкалой и поляризованного реле KL . Сопротивления $R1$ и $R2$ образуют с сопротивлениями $R_{(+)}$ и $R_{(-)}$ схему мостика, в диагональ которого между точками a и b включены прибор и реле (на рис. 5.3, б для упрощения показан только прибор). Если сопротивления изоляции полюсов

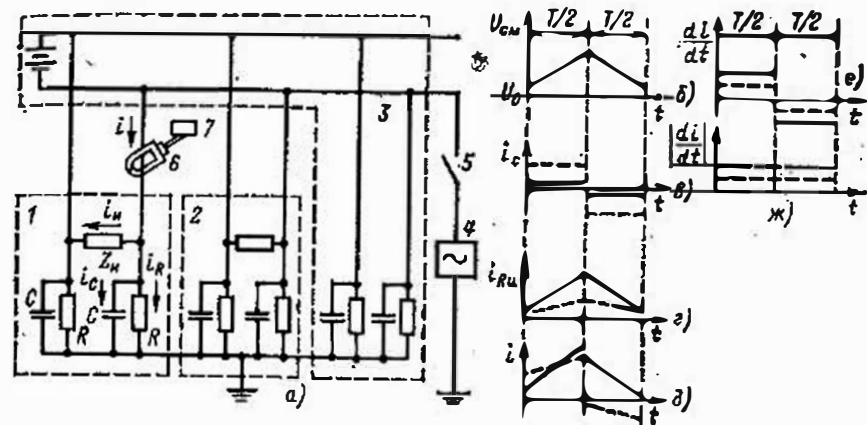


Рис. 5.4. Схема устройства для определения места повреждения сети оперативного постоянного тока (а) и диаграммы, поясняющие принцип действия устройства (б—ж)

относительно земли одинаковы, т. е. $R_{(+)} = R_{(-)}$, то напряжение между точками a и b мостика равно нулю и ток через прибор не проходит.

При понижении сопротивления изоляции на минусе, т. е. при уменьшении $R_{(-)}$, потенциал точки b станет ниже потенциала точки a и через прибор и реле пойдет ток в направлении от a к b , что вызовет отклонение стрелки прибора и срабатывание реле. При понижении сопротивления изоляции на плюсе ток будет проходить в противоположном направлении и отклонение стрелки прибора также будет противоположным. Симметричное понижение сопротивления изоляции на обоих полюсах можно обнаружить по прибору P при поочередном нажатии кнопок $SB_{(+)}$ и $SB_{(-)}$. При этом прибор, откалиброванный непосредственно в килоомах, укажет значение сопротивления изоляции полюсов относительно земли.

Описанное устройство контроля изоляции сети оперативного постоянного тока позволяет установить лишь факт снижения изоляции. Обнаружение же места повреждения осуществляется путем поочередного отключения присоединений и участков сети. Отыскание места нарушения изоляции при этом может затянуться на продолжительное время.

Для ускорения этого процесса в Союзтехэнерго разработан способ, принцип которого поясняется схемой и диаграммами, приведенными на рис. 5.4 [29]. Участок сети с пониженной изоляцией 1 представлен эквивалентной нагрузкой Z_m , а также емкостью C и сопротивлением изоляции R каждого полюса по отношению к земле. Участок сети с нормальной изоляцией 2 представлен аналогично участку 1. Остальная часть электрической сети 3 представлена своей эквивалентной нагрузкой, а также эквивалентными сопротивлениями изоляции и емкостями каждого полюса относительно земли. На рис. 5.4, а показан также вспомогательный источник напряжения смещения 4, подключаемый к одному из полюсов сети через ключ 5, и переносное измерительное устройство 6 с токоизмерительными клещами 7.

Напряжение смещения $U_{см}$, подаваемого на сеть оперативного тока, изменяется по линейному закону, как показано на рис. 5.4, б. Изменение напряжения в первом полупериоде может быть представлено как

$$U_{см} = kt - U_0$$

а во втором

$$U_{см} = \frac{T}{2} + U_0 - kt,$$

где U_0 — начальное значение напряжения смещения; k — тангенс угла наклона характеристики изменения напряжения.

Для определения поврежденного присоединения и места повреждения с помощью токоизмерительных клещей измеряется по участкам сети среднее за период абсолютное значение первой производной тока. По максимальному измеренному значению определяется поврежденное присоединение, а затем место повреждения.

Подобный способ измерения позволяет точно определить место повреждения, поскольку измеряемая величина обратно пропорциональна сопротивлению изоляции R_{Σ} и не зависит от емкости участка сети. Две графика, представленные на рис. 5.4, *а*—*ж*, показывают, что замер прибора на поврежденном участке (сплошная линия) превышает замер на неповрежденном участке (пунктирная линия).

На основе описанного способа создано устройство, состоящее из стационарного датчика, обеспечивающего на выходе пилообразное напряжение при нагрузке на сеть постоянного оперативного тока, и переносного прибора с токоизмерительными клещами от прибора ВАФ-85.

Оценка постоянного оперативного тока. Аккумуляторные батареи являются наиболее надежными источниками оперативного тока. Поэтому они широко применяются на электростанциях и подстанциях для питания оперативных цепей релейной защиты, автоматики и управления выключателями. Однако аккумуляторные батареи имеют высокую стоимость, требуют специального помещения и зарядного устройства; обслуживать их должен квалифицированный персонал. Кроме того, выполнение распределительной сети постоянного тока требует расхода большого количества контрольного кабеля. Поэтому наряду с применением аккумуляторных батарей используется питание оперативных цепей от источников переменного тока.

5.3. ПЕРЕМЕННЫЙ ОПЕРАТИВНЫЙ ТОК

Источники переменного оперативного тока. Источниками переменного оперативного тока для релейной защиты являются в основном ТТ, а для автоматики и частично для релейной защиты — ТН и трансформаторы собственных нужд подстанций [12].

Трансформаторы тока являются наиболее надежными источниками оперативного тока. При питании оперативных цепей от ТТ оперативным током является ток КЗ, проходящий по его вторичной обмотке. Значение этого тока при правильно выбранных параметрах элементов схемы всегда обеспечивает надежное действие релейной защиты и отключение выключателя.

Трансформаторы напряжения не могут служить источником оперативного тока для непосредственного питания релейной защиты от КЗ, поскольку при КЗ напряжение снижается и может оказаться недостаточным для отключения выключателя. Поэтому ТН используются как источники оперативного тока для защиты от однофазных замыканий на землю в сети с изолированной нейтралью, когда ток замыкания на землю мал, а междуфазные напряжения имеют нормальные значения, а также для питания цепей газовой защиты трансформаторов, когда при некоторых видах внутренних повреждений ток КЗ может иметь недостаточное значение для отключения выключателя, а напряжение может оставаться достаточно высоким. Кроме того, ТН можно использовать как источники питания зарядных устройств.

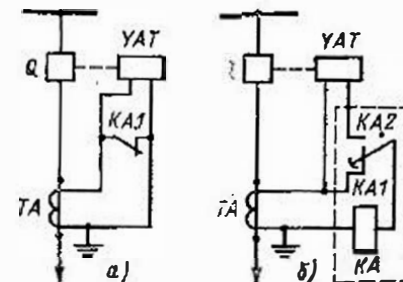
Для выполнения релейной защиты линий, трансформаторов, генераторов и другого оборудования на переменном оперативном токе применяется несколько способов.

Первый способ состоит в использовании реле прямого действия типов РТМ, РТВ, РТМ, РНВ (см. гл. 3). Воспринимающие органы этих реле питаются от ТТ и ТН, а исполнительные органы действуют непосредственно на отключение выключателя без использования оперативного тока. С помощью реле прямого действия выполняются максимальные токовые защиты с зависимой характеристикой времени срабатывания и токовые отсечки мгновенного действия (см. гл. 6), а также защита минимального напряжения.

Второй способ состоит в питании реле и отключающих катушек выключателей переменным током непосредственно от ТТ и ТН. Этот способ реализуется с использованием реле косвенного действия типов РТ-85, РТ-86, РТ-95, ЭВ-215, ЭВ-245, РВМ-13, РП-321, РП-341 (см. гл. 3), выпускаемых специально для работы на переменном оперативном токе. С помощью перечисленных реле можно выполнить не только

Рис. 5.5. Принципиальная схема питания отключающей цепи защиты непосредственно от трансформаторов тока с использованием токовых реле:

а — быстродействующего; *б* — типов РТ-85 и РТ-86



максимальные токовые, но и другие более сложные защиты (направленные, дифференциальные и др.).

Третий способ состоит в том, что получаемый от тех же источников переменный оперативный ток выпрямляется с помощью специальных устройств (блоков питания), при этом питание реле и отключающих катушек выключателей производится постоянным (выпрямленным) током, так же как от аккумуляторной батареи. Этот способ обеспечивает выполнение практически всех видов защиты и автоматики.

Четвертый способ состоит в том, что питание отключающих катушек выключателей производится от специальных устройств, которые в нормальном режиме запасают энергию путем заряда конденсаторов. При срабатывании защиты энергия, запасенная в предварительно заряженных конденсаторах, используется для работы отключающей катушки выключателя.

В ряде случаев применяются комбинированные схемы защиты, в которых используются не один, а два или три из указанных способов.

Схемы питания переменным током непосредственно от трансформаторов тока. На рис. 5.5, *а* показана простейшая схема с дешунтированием катушки отключающего электромагнита выключателя, питаемой непосредственно от трансформатора тока ТТ. В нормальном режиме отключающая катушка УАТ зашунтирована размыкающим контактом реле КА. Поэтому вторичный ток ТД (ток нагрузки) проходит только через обмотку реле. При возникновении КЗ реле КА срабатывает и, размыкая контакт, дешунтирует отключающую катушку. В результате вторичный ток трансформатора тока ТА (теперь ток КЗ) будет проходить через последовательно соединенные обмотку реле и отключающую катушку, которая при этом производит отключение выключателя.

Достоинством такой схемы является ее простота. Однако область ее применения ограничена значениями токов во вторичных цепях ТТ, которые могут дешунтировать контакты обычных реле. В подобной схеме контакты реле быстро подгорают, вследствие чего ухудшается или даже нарушается электрическая цепь через контакт реле. При этом вторичный ток ТТ будет замыкаться через отключающую катушку в нормальном режиме, что может привести к отключению выключателя при отсутствии повреждения. Кроме того, при нарушении электрической цепи на контактах реле вторичные обмотки ТТ оказываются нагруженными не только реле, но и отключающей катушкой, имеющей значительное потребление. Поскольку ТТ на такой режим не рассчитаны, они будут работать с большой погрешностью, т. е. будут давать вторичный ток значительно меньше, чем при допустимой нагрузке. В результате этого защита с зависимой характеристикой времени срабатывания будет работать с большей выдержкой времени, чем было предусмотрено, что может послужить причиной неселективного действия.

В связи с этим схемы с дешунтированием отключающих катушек выключателей выполняются с использованием специальных реле РТ-85, РТ-86, РТ-95, как показано на рис. 5.5, *б*, а также реле РП-341, имеющих специальные мощные переключательные контакты (см. гл. 3). В этой схеме отключающая катушка выключателя нормально отключена замыкающим контактом КА.2 токового реле КА и вторичный ток ТА замыкается только через обмотку реле и его размыкающий контакт КА.1. При срабатывании реле вначале замыкается контакт КА.2, чем подключается к трансформатору тока ТА отключающая катушка, а затем размыкается шунтирующий ее контакт КА.1, создавая цепь через последовательно соединенные обмотку реле и отключающую катушку.

Блоки питания. Для питания цепей релейной защиты, автоматики и отключающих катушек выключателей выпрямленным током выпускаются специальные блоки питания.

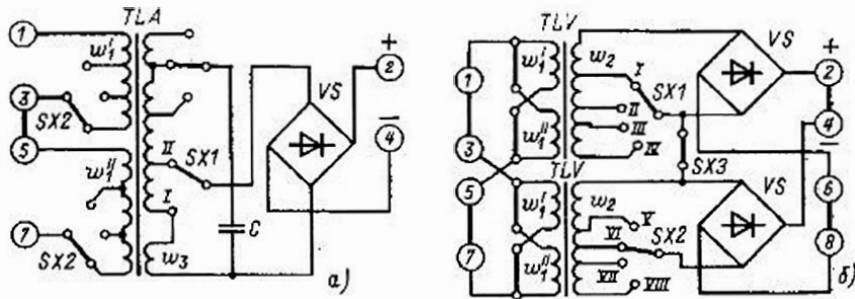


Рис. 5.6. Принципиальная схема блоков питания типов БПТ-11 (а) и БПН-11 (б)

Блоки питания БПТ-11 и БПН-11 (рис. 5.6) предназначены для питания цепей оперативного тока в случаях, когда потребление этих цепей не превышает 20 Вт в длительном и 40 Вт в кратковременном режиме. Блоки могут также использоваться для питания полупроводниковых защит.

Блок питания токовый БПТ-11 (рис. 5.6, а) состоит из промежуточного насыщающегося трансформатора *TLA*, конденсатора *C*, образующего с ветвью намагничивания *TLA* феррорезонансный контур, и выпрямительного моста *VS*. Одинаковые первичные обмотки w_1' и w_2' имеют отводы, позволяющие ступенчато изменять ток наступления резонанса. Если вторичные обмотки *TLA* соединены в звезду, то обмотки w_1' и w_2' используются раздельно в двух разных фазах. Если блок включается на разность токов двух ТТ, то для уменьшения тока наступления феррорезонанса обмотки w_1' и w_2' могут соединяться последовательно.

Вторичная обмотка w_2 , намотанная проводом большего диаметра, чем обмотка w_1 , используется для выходного напряжения 24 В. При этом накладка *SX1* устанавливается и положение *I*. Выходное напряжение 110 В получается при использовании обмотки w_3 совместно с частью обмотки w_2 при установке накладок *SX1* в положение *II*. Конденсатор *C* подключается к последовательно соединенным обмоткам w_2 и w_3 на более высокое напряжение, чем выпрямитель. Такое включение позволяет снизить требуемое для устранения резонанса значение емкости.

Для компенсации возможного отклонения емкости на $\pm 10\%$ и технологического разброса характеристик стали сердечника *TLA* обмотка w_3 имеет дополнительные отводы, с помощью которых накладкой в небольших пределах может регулироваться ток наступления феррорезонанса.

Блок напряжения БПН-11 (рис. 5.6, б) включает в себя два независимых элемента, каждый из которых состоит из промежуточного трансформатора напряжения *TLV* и выпрямителя *VS*. Блок БПН-11/1 с номинальным выходным напряжением 110 В и блок БПН-11/2 с номинальным выходным напряжением 24 В имеют одинаковую принципиальную схему и отличаются друг от друга только обмоточными данными *TLV* и количеством диодов в плече выпрямительного моста. Каждый элемент можно использовать как самостоятельное, так и в схеме с другим элементом. Секции первичных обмоток трансформаторов *TLV* соединяются последовательно при питании от источника 220 В и параллельно при питании от источника 110 В. Длительно допустимый ток нагрузки составляет при напряжении 110 В 0,15 А и при напряжении 24 В — 0,6 А на каждый элемент.

При параллельном соединении элементов со стороны переменного и выпрямленного напряжения отдаваемая мощность блока в 2 раза больше отдаваемой мощностью отдельного элемента. Соединив последовательно выходы выпрямительных мостов каждого элемента, можно получить номинальное выходное напряжение 220 В для блока БПН-11/1 или 48 В для блока БПН-11/2.

Блоки питания БП-101 рассчитаны на питание выпрямленным током напряжением 24, 48 и 110 В с нагрузкой, не превышающей кратковременно 249 Вт.

Блок питания токовый БПТ-101/1 (рис. 5.7) состоит из промежуточного насыщающегося трансформатора тока *TLA*, конденсатора *C* и выпрямительного моста *VS*. Конденсатор *C*, подключенный к вторичной обмотке *TLA*, предназначен для ста-

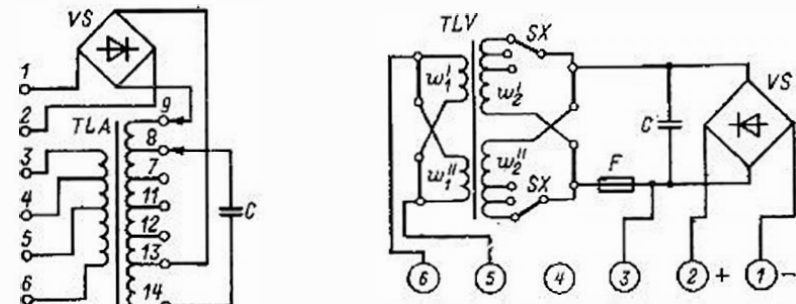


Рис. 5.7. Принципиальная схема блока питания типа БПТ-101/1

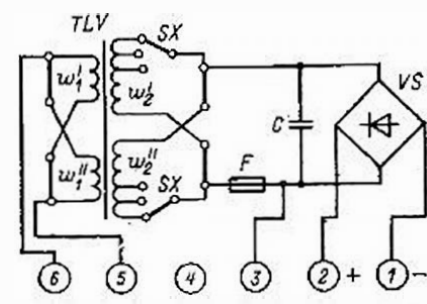


Рис. 5.8. Принципиальная схема блока питания типа БПН-101/1

билизации напряжения. Блоки БПТ-101/2 и БПТ-101/4 рассчитаны на выходное напряжение 24 и 48 В.

Блок питания напряжения БПН-101/2 (рис. 5.8) состоит из промежуточного трансформатора напряжения *TLV*, выпрямительного моста *VS*, конденсатора *C* для защиты диодов от перенапряжения и предохранителя *F* для защиты блока от КЗ в цепях оперативного тока. Номинальное выходное напряжение блока 24 и 48 В. Блоки питания БП-1002 предназначены для питания релейной защиты, автоматики и цепей управления выключателями с электромагнитными приводами и рассчитаны на длительную нагрузку 800 Вт и кратковременную до 1500 Вт при напряжении выпрямленного тока 110 и 220 В.

Блок тока БПТ-1002 (рис. 5.9) состоит из промежуточного насыщающегося трансформатора тока *TLA*, дросселя *L*, конденсатора *C* и выпрямительного моста *VS*. Первичная обмотка *TLA* включает на отдельные *TA* и имеет пять секций для подбора числа витков с целью изменения тока наступления резонанса. Дроссель и конденсатор, подключенные параллельно вторичной обмотке *TLA*, предназначены для стабилизации напряжения. Длительно допустимый ток нагрузки блока составляет 7 А для номинального выпрямленного напряжения 110 В и 3,5 А для 220 В. Кратковременно в течение 5 с блок выдерживает прохождение тока по его первичной обмотке до 50 А при нагрузке 10 Ом для выпрямленного напряжения 110 В и 40 Ом для 220 В.

Блок напряжения БПН-1002, упрощенная схема которого приведена на рис. 5.10, состоит из трехфазного промежуточного трансформатора напряжения *TLV* с двумя вторичными обмотками и двух трехфазных выпрямителей *VS*. Секции первичных обмоток могут соединяться

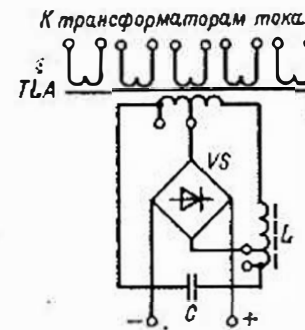


Рис. 5.9. Принципиальная схема блока питания типа БПТ-1002

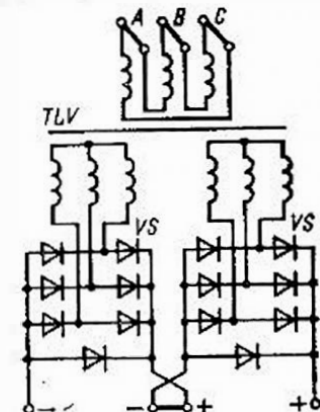


Рис. 5.10. Принципиальная схема блока питания типа БПН-1002

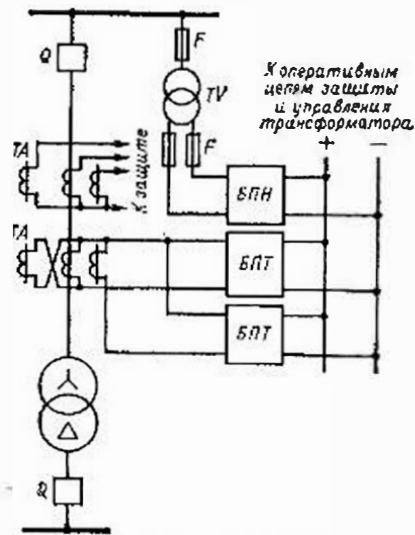


Рис. 5.11. Схема включения блоков питания для индивидуального питания защиты и цепей управления силового трансформатора

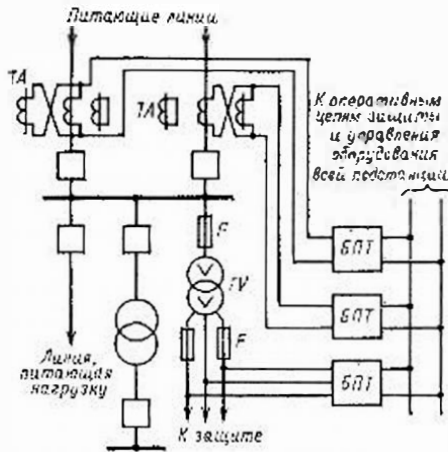


Рис. 5.12. Схема включения блоков питания для централизованного питания защиты и цепей управления всей подстанции

последовательно и параллельно, а сами обмотки — в звезду или в треугольник. В зависимости от схемы соединения первичные обмотки могут включаться на напряжение переменного тока 100, 110, 127, 220 и 380 В трансформатора напряжения или трансформаторов собственных нужд. Длительно допустимый ток нагрузки составляет 6,4 А для выпрямленного напряжения 110 В и 3,2 А для 220 В.

Все рассмотренные блоки питания можно использовать как для индивидуального питания устройств релейной защиты отдельных видов оборудования (рис. 5.11), так и для группового или централизованного питания защит группы одновитного оборудования или всей подстанции (рис. 5.12).

Устройство типа БПЗ-400 предназначено для питания цепей оперативного тока схем релейной защиты, автоматики и управления в тех случаях, когда потребление этих цепей не превышает 100 Вт в длительном режиме и 200 Вт в крат-

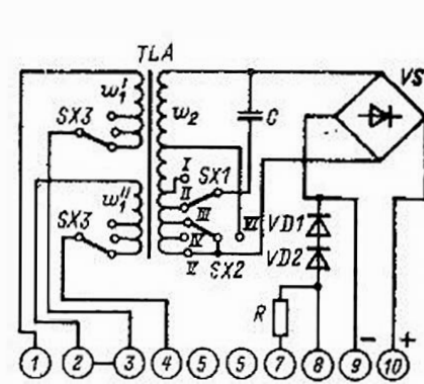


Рис. 5.13. Принципиальная схема блока питания типа БПЗ-402

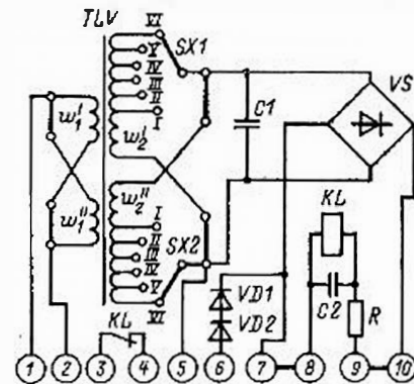
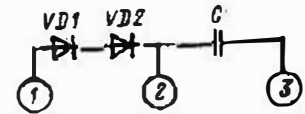


Рис. 5.14. Принципиальная схема блока питания типа БПЗ-401

Рис. 5.15. Принципиальная схема блока конденсаторов БК-400



ковременном, а также для заряда конденсаторов (блоков конденсаторов БК-400 и др.), энергия которых используется для приведения в действие электромагнитов отключения выключателей. В эту серию входит стабилизированное устройство БПЗ-402, подключаемое к ТТ, и нестабилизированное устройство БПЗ-401, подключаемое к ТТ или к трансформаторам собственных нужд. Отметим, что при подключении блоков типа БПЗ к ТТ и ТН их погрешности, резко возрастает.

Устройство БПЗ-402 (рис. 5.13) состоит из промежуточного насыщающегося трансформатора тока ТЛА, конденсатора С и выпрямительного моста VS, разделятельных диодов VD1 и VD2 и токоограничивающего резистора R. Переключение одинаковых секций первичной обмотки w_1' и w_2' с последовательного соединения на параллельное позволяет увеличивать ток наступления феррорезонанса в 2 раза. Наличие отводов в каждой секции дополнительно позволяет увеличивать ток наступления феррорезонанса в 2 раза и изменить ступенчато этот ток. Подключая накладкой SX1 конденсатор С к отводам I, II или III, можно изменять в небольших пределах ток наступления феррорезонанса. С помощью накладки SX2 изменяется номинальное значение выходного напряжения: в положении VI — 110 В, в положении III — 220 В. Отводы III—V предназначены для получения требуемого значения напряжения заряда конденсаторов. Оперативные цепи релейной защиты подключаются к выводам 9 и 10 а заряжаемые конденсаторы — к выводам 10 и 8 (10 и 7). Диоды VD1 и VD2 предотвращает разряд конденсаторов при исчезновении или понижении напряжения питания.

Устройство БПЗ-401 (рис. 5.14) состоит из промежуточного трансформатора напряжения TLV, конденсаторов C1 и C2 выпрямительного моста VS, диодов VD1 и VD2, поляризованного реле KL и резистора R.

При включении устройства в сеть с номинальным напряжением 127, 110 или 100 В секция первичных обмоток w_1' и w_2' соединяются последовательно, а накладки SX1 и SX2 устанавливаются соответственно в положение I, IV или VI. Отводы II, III и V вторичной обмотки позволяют устанавливать необходимый уровень выходного напряжения при отклонении входного напряжения от номинального значения. Соединяя секции первичной и вторичной обмоток последовательно или параллельно, можно в 2 раза изменять номинальные значения входного и выходного напряжений. Напряжение (400 ± 20) В, необходимое для заряда конденсаторов, получается при номинальном значении входного напряжения при последовательном соединении секций вторичной обмотки. Конденсатор C1 предназначен для защиты диодов от кратковременных перенапряжений, возникающих в сетях

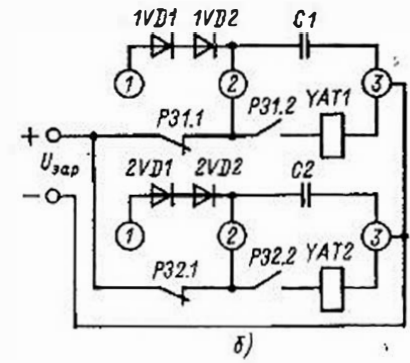
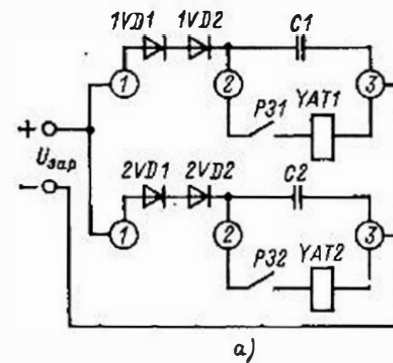


Рис. 5.16. Принципиальные схемы подключения блоков конденсаторов к зарядному устройству:

а — с разделением цепей при помощи диодов; б — с контактным разделением цепей

переменного тока. Оперативные цепи защиты подключаются к выводам 7 и 10 а зарядящиеся конденсаторы — к выводам 6 и 10. Диоды $VD1$ и $VD2$ предотвращают разряд заряженных конденсаторов при исчезновении или понижении напряжения питания. Реле KL (поляризованное реле типа РП-7) служит для сигнализации при исчезновении напряжения питания. Резистор R и конденсатор $C2$ уменьшают переменную составляющую тока в обмотке реле KL .

Блоки конденсаторов БК-400 (рис. 5.15) используются совместно с устройствами БПЗ-400 и являются накопителями электрической энергии, которая используется для приведения в действие отключающих катушек выключателей. Блок конденсаторов БК-400 состоит из разделительных диодов $VD1$ и $VD2$ типа Д226Б и конденсаторов C типа МБГП емкостью $10 \text{ мкФ} \pm 10\%$, 400 В. Общая емкость конденсаторов БК-401 равна 40 мкФ, блока БК-402 — 80 мкФ, блока БК-403 — 200 мкФ.

Блоки конденсаторов могут использоваться как в схеме с диодным, так и с контактным разделением цепей (рис. 5.16). При замыкании контактов устройств релейной защиты одного из присоединений например, $P31$ через электромагнит отключения выключателя этого присоединения пройдет ток разряда конденсаторов, установленных только для этого присоединения. Разряд других конденсаторов предотвращается размыканием размыкающего контакта $P31.1$ либо благодаря диодам, установленным в блоке БК-400.

Глава шестая

МАКСИМАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ ЗАЩИТА

6.1. ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ ЗАЩИТЫ

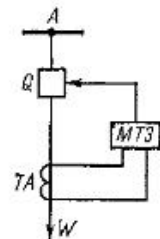
Одним из наиболее характерных признаков возникновения КЗ, а также других нарушений нормального режима работы электроустановок является резкое увеличение тока (или, как говорят, появление сверхтока), который становится значительно больше тока нагрузки (см. гл. 1) [1, 2]. На использовании этого принципа основано действие максимальной токовой защиты, структурная схема которой приведена на рис. 6.1.

К реле максимальной токовой защиты $MTЗ$ через трансформатор тока TA подводится ток, проходящий по защищаемому элементу (линии W). При нормальных значениях тока нагрузки защита не действует, но когда ток увеличится и достигнет заранее установленного значения, защита придет в действие (сработает) и отключит выключатель Q . Значение тока, при котором происходит срабатывание защиты, называется током срабатывания защиты.

Таким образом, первым требованием, которому должна удовлетворять максимальная токовая защита, является правильное выявление момента возникновения повреждения в защищаемой цепи, что достигается установкой определенного значения тока срабатывания.

Появление сверхтока в каком-либо элементе не всегда является признаком повреждения именно этого элемента. Дело в том, что сверхток проходит не только по поврежденному элементу, но и по связанным с ним неповрежденным элементам электроустановки или электросети. Так, например, в электросети, состоящей из трех последовательно соединенных участков (рис. 6.2), при КЗ в точке K

Рис. 6.1. Принцип действия максимальной токовой защиты



сверхток I_K проходит от источника питания E к месту повреждения как по поврежденному участку I , так и по неповрежденным участкам II и III . Если сверхток превысит ток срабатывания, то придет в действие (запустятся) и сработают максимальные токовые защиты всех трех участков: $MTЗ I$, $MTЗ II$, $MTЗ III$. В результате такого действия будет отключены не только поврежденный, но и неповрежденные участки электросети, что недопустимо. Правильная ликвидация аварии будет иметь место лишь в том случае, если сработает только защита $MTЗ I$ и отключит выключатель $Q1$, ближайший к месту повреждения.

Таким образом, вторым требованием, которому должна удовлетворять максимальная токовая защита, является правильный выбор поврежденного участка. Для выполнения этого требования, которое называется избирательностью или селективностью, максимальные токовые защиты участков электросети должны иметь различное время срабатывания, возрастающее в направлении к источнику питания.

Время срабатывания защиты от момента возникновения сверхтока до воздействия на выключатель называется выдержкой времени. В рассматриваемом случае наименьшую выдержку времени t_1 должна иметь защита $MTЗ I$, несколько большую t_2 — защита $MTЗ II$ и еще большую t_3 — защита $MTЗ III$. При такой настройке выдержек времени защит электросети на рис. 6.2 при возникновении КЗ в точке K запустятся все защиты, но первой сработает защита $MTЗ I$ и отключит выключатель $Q1$. После этого прохождение тока КЗ прекратится и защиты $MTЗ II$ и $MTЗ III$ вернутся в исходное положение до того, как истечет установленная на них выдержка времени. В результате ликвидации аварии будет отключен только поврежденный участок I , а неповрежденные участки II и III останутся в работе.

Для выявления момента возникновения аварии и обеспечения действия в рассмотренной выше последовательности максимальная токовая защита состоит из двух органов: пускового органа, который выявляет момент возникновения КЗ или другого нарушения нормального режима работы и производит пуск защиты, и замедляющего органа (органа выдержки времени), который замедляет действие защиты для обеспечения селективности.

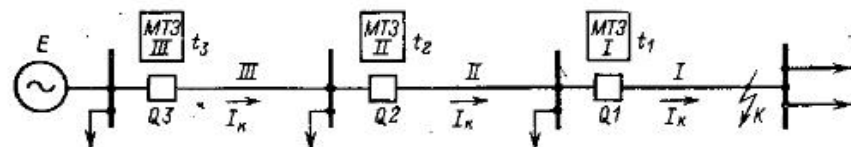


Рис. 6.2. Работа максимальной токовой защиты в радиальной сети с односторонним питанием

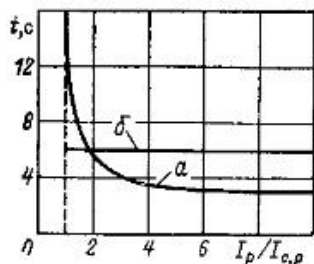


Рис. 6.3. Характеристики времени срабатывания максимальной токовой защиты:
а — зависимая; б — независимая

В качестве пусковых органов максимальной токовой защиты используются реле увеличения тока (максимальные токовые реле), а в качестве замедляющего органа — реле времени (см. гл. 3). Токовые реле типов РТВ, РТ-80, РТ-90 содержат в себе оба органа. Поэтому при

выполнении максимальной токовой защиты с использованием этих реле отдельные реле времени не устанавливаются. Как известно (§ 3.5), указанные выше токовые реле имеют зависимую характеристику времени срабатывания. Поэтому максимальная токовая защита, выполняемая с помощью этих реле, называется максимальной токовой защитой с зависимой характеристикой времени срабатывания (кривая а на рис. 6.3).

При использовании в качестве пусковых органов максимальной токовой защиты токовых реле мгновенного действия типа РТ-40 или ЭТ-520 выдержка времени создается отдельными реле времени типа ЭВ или РВМ. Время срабатывания максимальной токовой защиты, выполненной с помощью указанных реле, не зависит от тока КЗ, так как реле времени всегда срабатывают с одним и тем же установленным на них временем срабатывания. Поэтому защита такого типа называется максимальной токовой защитой с независимой характеристикой времени срабатывания (прямая б на рис. 6.3).

Максимальная токовая защита является наиболее простой и дешевой защитой и поэтому широко применяется для защиты генераторов, трансформаторов, электродвигателей и линий электропередачи с односторонним, а в ряде случаев и с двусторонним питанием.

6.2. РАЗМЕЩЕНИЕ МАКСИМАЛЬНОЙ ТОКОВОЙ ЗАЩИТЫ

Ток КЗ проходит от источника питания к месту КЗ. Поэтому чем ближе к источнику питания расположена защита, тем больше зона, при повреждении в которой защита приходит в действие. Так, например, если для защиты понижающего трансформатора (рис. 6.4) трансформатор тока ТА и защиту МТЗ установить со стороны обмотки высшего напряжения ВН, т. е. со стороны источника питания, то в зону защиты войдут: кабели, вводы и обмотки трансформатора, выключатель Q2, шины низшего напряжения А2. Если же ТА и защиту установить со стороны обмотки низшего напряжения НН, как показано на рис. 6.4 пунктиром, то в зоне защиты окажутся только выключатель Q2 и шины А2. Поэтому максимальную токовую защиту следует устанавливать со стороны источника питания и по возможности ближе к нему.

Место установки максимальной токовой защиты зависит также от схемы соединения электроустановки или электросети. Так, например, на рис. 6.5 от подстанции II отходят две кабельные линии:

по линии W1 питается подстанция П1 с одним электродвигателем М, а по линии W2 — подстанция П2 с электродвигателем М и трансформатором Т.

Для защиты линий на них со стороны подстанции П устанавливаются максимальные токовые защиты МТЗ I и МТЗ II. На электродвигателе М подстанции П1 отдельную защиту можно не устанавливать, так как он входит в зону защиты МТЗ I, а с точки зрения правильности ликвидации аварии не имеет значения, каким выключателем, Q или Q1, будет отключен электродвигатель при его повреждении. В случае питания от подстанции П2 двух и более элементов максимальная токовая защита должна устанавливаться как на линии со стороны источника питания, так и на всех элементах электрооборудования, подключенных к шинам приемной подстанции.

На рис. 6.6 рассмотрен пример размещения максимальных токовых защит в радиальной сети с односторонним питанием от электростанции с генераторами G1 и G2. Для защиты электродвигателей М на каждом из них устанавливается максимальная токовая защита с действием на отключение своих выключателей Q1.

На трехобмоточных трансформаторах максимальная токовая защита, как правило, устанавливается со стороны каждой обмотки. Защита II со стороны обмотки низшего напряжения НН защищает шины А1 и, кроме того, может действовать при повреждении электродвигателя в случаях, если не подействует (откажет) его защита I или выключатель Q1. Таким образом, защита II имеет два защищаемых участка — основной, в который входят шины А1, и резервируемый, в который входят электродвигатели М. В соответствии

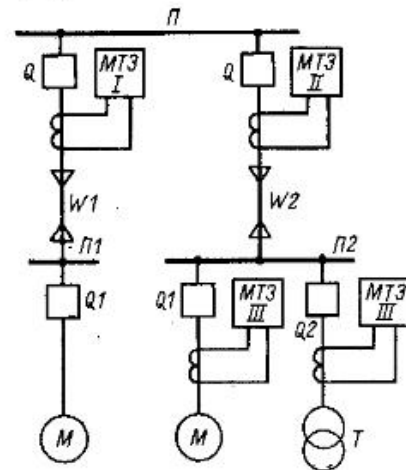
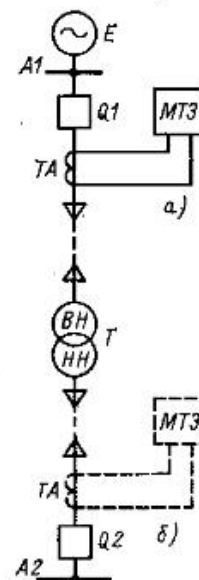


Рис. 6.4. Правильное (а) и неправильное (б) размещения максимальной токовой защиты понижающего трансформатора

Рис. 6.5. Размещение максимальных токовых защит питающих линий и электрооборудования приемных подстанций

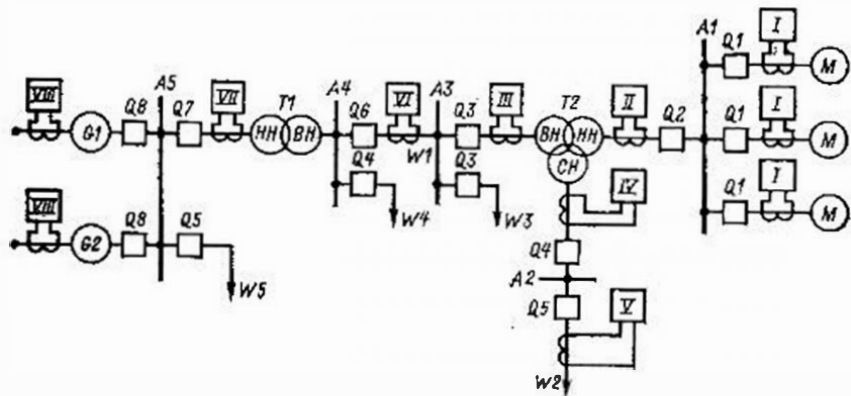


Рис. 6.6 Пример размещения максимальных токовых защит в радиальной сети с односторонним питанием

с этим защита II является основной защитой для шин A1 и резервной для электродвигателей M.

Аналогичные функции выполняет защита IV в отношении шин среднего напряжения A2 и линии W2. Защита III со стороны обмотки высшего напряжения ВН является основной для трансформатора T2 и резервной для шин A1 и A2. Если, учитывая наличие защиты III, отказаться от установки защит II и IV, то при повреждении, например, на шинах A1 будет отключаться трансформатор от защиты III и при этом кроме поврежденных шин A1 останутся без напряжения неповрежденные шины A2 и линия W2, что недопустимо. Неправильно будет ликвидирована авария и при повреждении на шинах A2.

На линии W1 защиту VI можно устанавливать только со стороны источника питания с действием на отключение выключателя Q6. Эта защита будет основной для линии W1 и шин A3, а также резервной для трансформатора T2 и линии W3. Установка защиты только на одном конце линии создает некоторое неудобство в эксплуатации, которое заключается в том, что после срабатывания защиты VI и отключения линии W1 выключателем Q6 персонал должен выяснить, где произошло повреждение — на линии W1 или на шинах A3.

На двухобмоточном трансформаторе T1 защиту VII достаточно установить только со стороны обмотки НН с действием на отключение выключателя Q7, которая будет основной защитой для трансформатора T1 и шин A4, а также резервной защитой для линий W1 и W4.

Последние комплекты максимальной токовой защиты VIII устанавливаются на генераторах G1 и G2. Они являются основной защитой для генераторов и шин A5, а также резервной защитой для трансформатора T1 и линии W5.

6.3. СХЕМЫ ВКЛЮЧЕНИЯ ПУСКОВЫХ ОРГАНОВ МАКСИМАЛЬНОЙ ТОКОВОЙ ЗАЩИТЫ

Трехфазная схема. Схема требует установки трех трансформаторов тока и трех токовых реле. Первичные обмотки трансформаторов тока ТА включаются в фазы А, В, С защищаемого элемента, а вторичные соединяются в звезду (рис. 6.7). К выводам вторичных обмоток подключены реле, обмотки которых также соединяются в звезду. Провода, соединяющие выводы вторичных обмоток ТА и реле, называются фазными, а провод, соединяющий нулевые точки — нулевым нейтральным проводом.

В реле трехфазной схемы проходит тот же ток, что и во вторичных обмотках ТА:

$$I_p = I_2. \quad (6.1)$$

Поэтому коэффициент схемы, представляющий собой отношение тока в реле к току во вторичных обмотках ТА, равен единице:

$$k_{сх} = I_p / I_2 = 1. \quad (6.2)$$

Трехфазная схема реагирует на все виды междуфазных и однофазных КЗ, имея при этом равную чувствительность. Недостаток этой схемы — относительно большое количество оборудования и соответственно большая стоимость, чем у других схем.

Недостатком трехфазной схемы является также возможность неэффективного действия при замыкании на землю разных фаз в двух точках сети с изолированной нейтралью. Как показано на рис. 6.8, при замыканиях на землю в точках K1 и K2 срабатывает реле фазы А защиты линии W1 и реле фазы В защиты линии W2. Если защиты имеют одинаковые выдержки времени, то одновременно отключаются обе линии. В то же время по условиям работы сети с изолированной нейтралью достаточно отключить только одно место замыкания на землю.

Учитывая отмеченные недостатки и то, что в сети с изолированной нейтралью однофазных КЗ не бывает, а в сети с заземленной ней-

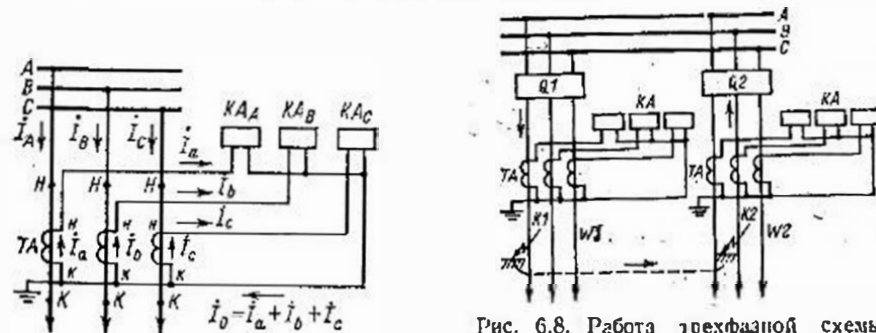


Рис. 6.7. Трехфазная схема включения пусковых реле максимальной токовой защиты

Рис. 6.8. Работа трехфазной схемы максимальной токовой защиты при замыканиях на землю разных фаз в двух точках сети с изолированной нейтралью

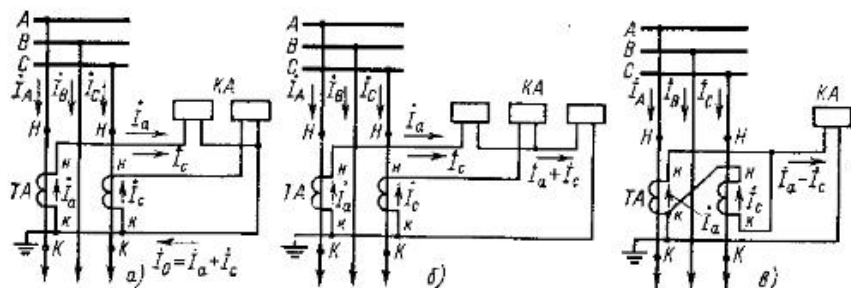


Рис. 6.9. Двухфазные схемы включения пусковых токовых реле максимальной токовой защиты:

а — двухрелейная; б — трехрелейная; в — однорелейная

тралию для защиты от однофазных КЗ применяется специальная защита с токовыми реле, включенными на фильтр тока нулевой последовательности (см. § 6.9), трехфазная схема имеет ограниченное применение.

Двухфазная схема с соединением трансформаторов тока в неполную звезду. Рассматриваемая двухфазная схема требует установки двух ТТ и двух или трех реле в зависимости от условий применения.

Наибольшее распространение получила двухфазная двухрелейная схема, приведенная на рис. 6.9, а. Схема реагирует на все виды междуфазных КЗ, но поскольку трансформаторы тока установлены не во всех фазах, схема не может быть использована для защиты от однофазных КЗ. Коэффициент схемы имеет то же значение, что у трехфазной схемы:

$$k_{\text{сх}} = 1. \quad (6.3)$$

При замыканиях на землю разных фаз в двух точках сети с изолированной нейтралью рассматриваемая двухфазная схема в отличие от трехфазной схемы обеспечивает частичную селективность. В сети, показанной на рис. 6.10, при замыканиях на землю в точке $K1$ на фазе с TA и точке $K2$ на фазе, не имеющей TA , ток будет проходить только в защите линии $W1$, которая при этом сработает и отключит линию. Таким образом будет отключено только одно место замыкания на землю, что и требуется по условию работы сети с изолированной нейтралью. Из всех возможных сочетаний замыканий на землю в двух точках в $2/3$ случаев одно из замыканий попадает на фазу, не имеющую трансформатора тока, что сопровождается селективным отключением только одного места замыкания на землю. В остальной $1/3$ случаев оба замыкания на землю попадают на фазы, имеющие трансформаторы тока, что приводит к такому же неселективному отключению обеих линий, как при использовании трехфазной схемы. Для обеспечения указанной частичной селективности двухфазной схемы ТТ во всей электрически связанной сети должны устанавливаться на одних и тех же фазах. При выполнении максимальной токовой защиты по рассматриваемой схеме возможны также неселективные отключения в следующих случаях (рис. 6.10):

1) если на линии $W1$ произошло замыкание на землю в точке $K1$ на фазе с TA , а на линии $W3$ в точке $K3$ на фазе, не имеющей TA , то отключится головная линия $W1$ и подстанция 1 останется без напряжения;

2) если на линии $W2$ произошло замыкание на землю в точке $K2$ на фазе, не имеющей TA , а на шинах электростанции в точке $K4$ на фазе, присоединения к которой имеют TA , то отключатся генераторы G и вся сеть останется без напряжения.

При оценке возможности использования рассматриваемой двухфазной схемы включения пусковых органов максимальной токовой защиты необходимо также учитывать ее меньшую чувствительность при КЗ за трансформатором в соединенном обмоток звезда—треугольник.

Как показано на рис. 6.11, а, при двухфазном КЗ между фазами a и b со стороны треугольника в одной фазе треугольника проходит $2/3$ полного тока КЗ, т. е. $2/3 I_K$, а в двух других — по $1/3 I_K$. Соответственно со стороны звезды, где установлена максимальная токовая защита, имеет место аналогичное распределение токов КЗ. При этом больший ток ($2/3 I_K$) проходит по фазе, не имеющей TA ,

а по фазам с TA проходит по $1/3 I_K$, причем эти токи совпадают по фазе, что видно из векторной диаграммы на рис. 6.11, б.

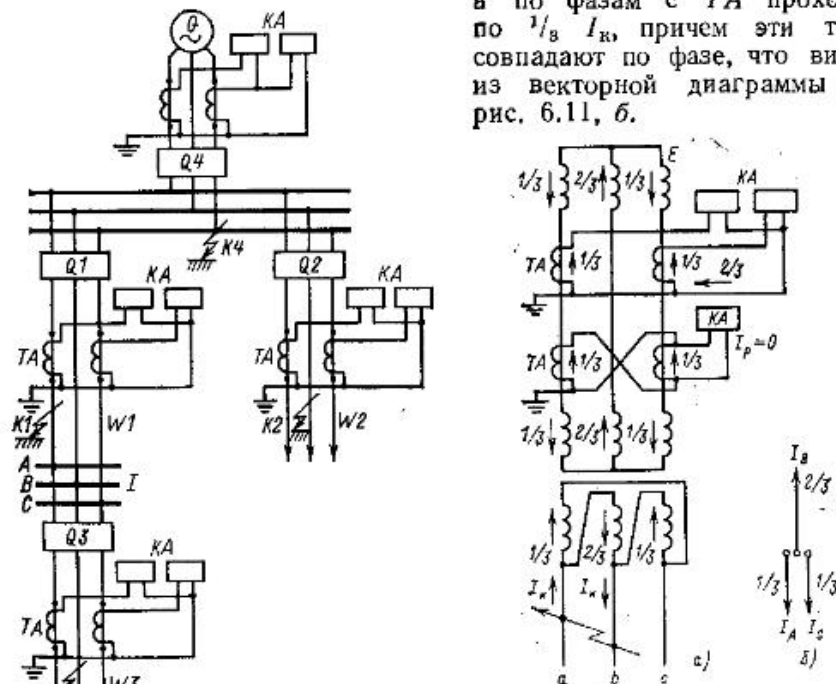


Рис. 6.10. Работа двухфазной схемы максимальной токовой защиты при замыканиях на землю разных фаз в двух точках сети с изолированной нейтралью

Рис. 6.11. Токи в реле максимальной токовой защиты при КЗ за трансформатором с соединением обмоток звезда—треугольник: а — распределение токов; б — векторная диаграмма

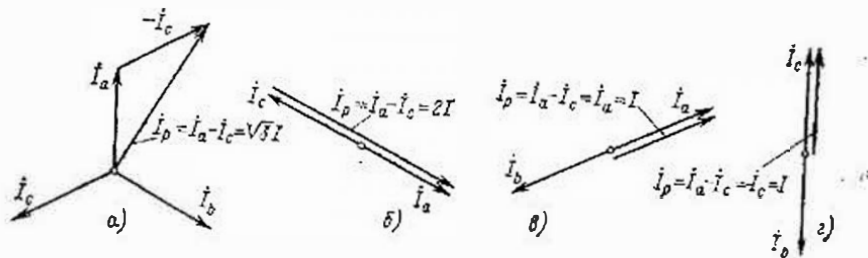


Рис. 6.12. Векторные диаграммы вторичных токов в реле двухфазной однорелейной схемы максимальной токовой защиты при разных видах КЗ:

а — трехфазные; б — двухфазное AC; в — двухфазное AB; г — двухфазное BC

Следовательно, при рассмотренном виде повреждения в реле двухфазной схемы проходит ток, в 2 раза меньший, чем в одном из реле трехфазной схемы, которая в этом случае имеет в 2 раза большую чувствительность.

Чувствительность двухфазной схемы можно повысить установкой третьего реле, включенного в нейтральный провод, как показано на рис. 6.9, б. В нейтральном проводе проходит геометрическая сумма фазных токов

$$i_N = i_a + i_c,$$

которая при рассмотренном виде повреждений составляет:

$$i_N = \frac{1}{\sqrt{3}} I_K + \frac{1}{\sqrt{3}} I_K = \frac{2}{\sqrt{3}} I_K.$$

Таким образом, ток в нейтральном проводе равен по величине току, проходящему по фазе, не имеющей трансформатора тока. Поэтому дополнительное реле будет иметь в 2 раза большую чувствительность, чем реле фаз А и С.

Двухфазная однорелейная схема с соединением трансформаторов тока на разность токов двух фаз. Эта схема наиболее экономична, так как требует установки двух трансформаторов тока ТА и только одного реле (рис. 6.9, в). Первичные обмотки ТА включаются в две фазы защищаемого элемента (например, А и С на рис. 6.9, в), а вторичные обмотки соединяются на разность токов. К точкам соединения вторичных обмоток подключается обмотка токового реле. Ток в реле равен геометрической разности вторичных токов

$$I_p = I_a - I_c.$$

Из векторной диаграммы на рис. 6.12, а видно, что в нормальном симметричном режиме, когда $I_a = I_c = I_2$, ток в реле равен:

$$I_p = \sqrt{3} I_2. \quad (6.4)$$

Поскольку в рассматриваемой схеме ток в реле в $\sqrt{3}$ раз больше тока I_2 во вторичных обмотках трансформаторов тока, то коэффициент схемы составляет:

$$k_{сх} = \frac{I_p}{I_2} = \frac{\sqrt{3} I_2}{I_2} = \sqrt{3}. \quad (6.5)$$

В части поведения при замыканиях на землю разных фаз в двух точках сети с изолированной нейтралью схема имеет те же свойства, что и рассмотренная выше схема на рис. 6.9, а. Одним из недостатков однорелейной схемы является ее различная чувствительность при разных видах КЗ, что поясняется векторными диаграммами вторичных токов и токов в реле на рис. 6.12:

трехфазное КЗ (рис. 6.12, а)

$$I_p^{(3)} = \sqrt{3} I_2; \quad (6.6)$$

двухфазное КЗ А—С (рис. 6.12, б)

$$I_p^{(2)} = 2I_2; \quad (6.7)$$

двухфазное КЗ А—В или В—С (рис. 6.12, в и г)

$$I_p^{(2)} = I_2. \quad (6.8)$$

Из рассмотренного видно, что при двух видах двухфазных КЗ схема имеет в $\sqrt{3}$ раз меньшую чувствительность, чем при трехфазных КЗ.

Другим весьма существенным недостатком схемы является отказ в действии при одном из трех возможных видов двухфазного КЗ за трансформатором с соединением обмоток звезда—треугольник. Как показано на рис. 6.11, при двухфазном КЗ между фазами а и б со стороны треугольника токи в фазах А и С со стороны звезды, на которых установлены ТА, равны по значению и имеют одинаковое направление. Поэтому ток в реле равен нулю:

$$i_b = i_a - i_c = 0. \quad (6.9)$$

Наличие указанных недостатков ограничивает использование однорелейной схемы, которая применяется в основном для защиты электродвигателей.

6.4. СХЕМЫ МАКСИМАЛЬНОЙ ТОКОВОЙ ЗАЩИТЫ

Наиболее распространенные схемы максимальной токовой защиты для сетей с изолированной нейтралью приведены на рис. 6.13—6.17. Особенностью этих сетей является отсутствие однофазных КЗ, что дает возможность применять для защиты от междуфазных КЗ двухфазные схемы максимальной токовой защиты. Эти же схемы могут применяться и для защиты сетей с заземленной нейтралью, если для защиты от однофазных КЗ применяется дополнительная максимальная токовая защита, включенная на ток нулевой последовательности (см. § 6.9).

Для расширения зоны действия максимальной токовой защиты ее токовые реле включаются на ТТ, установленные ближе к шинам. Если выключатель имеет встроенные ТТ, то защита включается на ТТ, встроенные во вводы выключателя со стороны шин.

На рис. 6.13 приведены схемы максимальной токовой защиты, выполненной с помощью реле прямого действия тока РТВ, которые встраиваются непосредственно в приводы выключателя. Защита

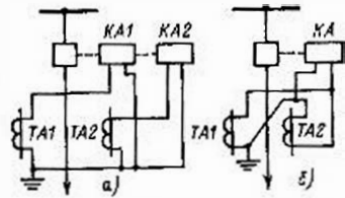


Рис. 6.13. Принципиальные схемы двухфазной максимальной токовой защиты с реле прямого действия типа РТВ: а — двухрелейная; б — однорелейная

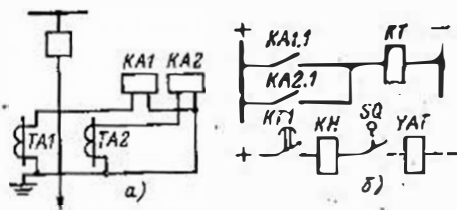


Рис. 6.14. Принципиальная схема двухфазной максимальной токовой защиты с независимой характеристикой времени срабатывания на постоянном токе

такого типа широко используется в сетях напряжением до 35 кВ включительно на выключателях, оборудованных ручными, грузовыми и пружинными автоматическими приводами с встроенными реле.

На рис. 6.14 приведена схема максимальной токовой защиты с независимой характеристикой времени срабатывания на оперативном постоянном токе. Схема включает в себя два пусковых токовых реле мгновенного действия $KA1$ и $KA2$ типа РТ-40, одно реле времени KT типа ЭВ-121 или ЭВ-131 и одно указательное реле KH типа РУ-21. Контакты токовых реле соединены параллельно, поэтому при срабатывании любого из них или обоих одновременно подается плюс оперативного тока на обмотку реле времени, ко второму выводу которой постоянно подведен минус оперативного тока. Реле времени, сработав с установленной выдержкой времени, подает своим контактом плюс оперативного тока на отключающую катушку YAT привода выключателя через указательное реле KH и вспомогательный контакт SQ , связанный с приводом выключателя. Указательное реле фиксирует срабатывание защиты и прохождение тока через YAT .

Вспомогательный контакт SQ , замыкающийся при включении и размыкающийся при отключении выключателя, имеет два назначения. При отключении выключателя прекращается прохождение тока КЗ, вследствие чего происходит возврат в исходное положение вначале токовых реле, а затем реле времени. Так как контакты реле времени не рассчитаны на размыкание цепи катушек отключения, которые имеют большое потребление (2,5–10 А), то размыкание этой цепи производится вспомогательным контактом до того, как начнут размыкаться контакты реле времени. Таким образом, первым назначением вспомогательного контакта является предотвращение повреждения контактов реле времени при возврате защиты после отключения выключателя.

Если после отключения выключателя контакты реле времени останутся в замкнутом состоянии (например, из-за неисправности реле), то отключающая катушка будет длительно обтекаться током и повредится, так как она рассчитана только на кратковременное прохождение тока. Вспомогательный контакт, размыкая цепь от-

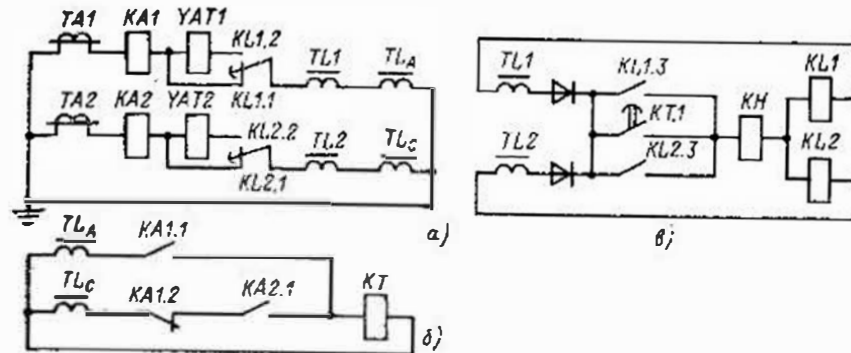


Рис. 6.15. Принципиальная схема двухфазной максимальной токовой защиты с независимой характеристикой времени срабатывания на постоянном оперативном токе: а — токовые цепи и цепи отключения защиты; б — цепи реле времени; в — цепи выпрямленного тока

ключения, защищает отключающую катушку от повреждения, что и является его вторым назначением.

Рассмотренная схема максимальной токовой защиты широко используется для защиты линий и трансформаторов в сетях 3–35 кВ.

На рис. 6.15 приведена также двухфазная схема максимальной защиты с независимой характеристикой времени срабатывания, но на оперативном переменном токе. Схема включает в себя: два пусковых токовых реле мгновенного действия $KA1$, $KA2$ типа РТ-40, одно токовое реле времени KT типа РВМ-12 или РВМ-13, одно указательное реле KH и два промежуточных реле $KL1$ и $KL2$ типа РП-341. Токовые реле при срабатывании замыкают цепь вторичных обмоток промежуточных трансформаторов реле времени TL_A , TL_C на обмотку электродвигателя реле времени KT (рис. 6.15, б). При этом во избежание отказа реле времени при двухфазном КЗ между фазами А и С цепь обмотки TL_C разрывается размыкающим контактом $KA1.2$.

Реле времени, сработав, своим контактом $KT.1$ замыкает цепи вторичных обмоток промежуточных трансформаторов на обмотки промежуточных реле $KL1$ и $KL2$. Промежуточные реле, сработав, производят следующие действия: мощными переключающими контактами $KL1.1$ и $KL1.2$, $KL2.1$ и $KL2.2$ включают соответствующие отключающие катушки $YAT1$, $YAT2$ в цепи $TA1$ и $TA2$, а контактами $KL1.3$ и $KL2.3$ шунтируют контакт реле времени $KT.1$.

Шунтирование контактов реле времени необходимо потому, что после включения отключающих катушек ток от трансформаторов времени разомкнут свои контакты и произойдет преждевременный возврат промежуточных реле. Шунтирование контактов реле времени обеспечивает в этих случаях надежное действие защиты независимо от состояния контактов пусковых токовых реле и реле времени.

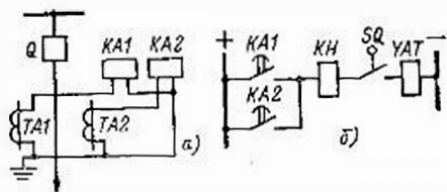


Рис. 6.16. Принципиальная схема двухфазной максимальной токовой защиты с зависимой характеристикой времени срабатывания на постоянном оперативном токе:

а — цепи переменного тока; б — цепи постоянного оперативного тока

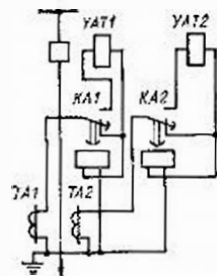


Рис. 6.17. Принципиальная схема двухфазной максимальной токовой защиты с зависимой характеристикой времени срабатывания на переменном оперативном токе

При использовании такой схемы погрешность ТТ не должна превышать 10 % только до момента срабатывания промежуточных реле. После их срабатывания и подключения отключающих катушек ТТ должны давать ток, обеспечивающий надежное действие (срабатывание) отключающих катушек. Погрешность трансформатора тока при этом значении не имеет.

После срабатывания отключающих катушек и отключения выключателя ток в цепи ТТ прекращается и все реле возвращаются в исходное положение при отсутствии оперативного тока. Поэтому при питании защиты оперативным переменным током вспомогательный контакт в цепи УАТ становится лишним.

На рис. 6.16 и 6.17 приведены двухфазные схемы максимальной токовой защиты с зависимой характеристикой времени срабатывания. В схеме на рис. 6.16 на оперативном постоянном токе используются реле типа РТ-81 или РТ-82, а в схеме на рис. 6.17 на оперативном переменном токе — реле типа РТ-85 или РТ-86 с мощными переключающими контактами для деэнутирования отключающих катушек (см. гл. 3).

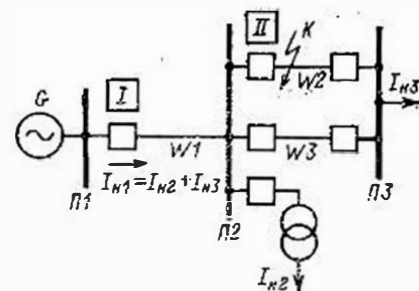
Рассмотренные схемы максимальной токовой защиты с зависимой характеристикой времени срабатывания используются для защиты сетей 3–10 кВ и электродвигателей.

6.8. ТОК СРАБАТЫВАНИЯ ПУСКОВЫХ ТОКОВЫХ РЕЛЕ МАКСИМАЛЬНОЙ ТОКОВОЙ ЗАЩИТЫ

Ток срабатывания пусковых токовых реле выбирается таким, чтобы обеспечить выполнение следующих условий:

- 1) защита не должна приходить в действие при прохождении по защищаемому элементу максимального тока нагрузки;
- 2) защита должна надежно действовать при КЗ на защищаемом участке и иметь коэффициент чувствительности не менее 1,5;
- 3) защита, как правило, должна действовать и при КЗ на смежном (соседней фазе) участке и иметь коэффициент чувствительности в конце этого участка не менее 1,2.

Рис. 6.18. Пример, поясняющий условие для определения тока срабатывания максимальной токовой защиты



Для выполнения первого условия ток срабатывания должен быть больше максимального тока нагрузки. Однако выполнения одного этого требования оказывается недостаточно для того, чтобы надежно отстроиться от максимального тока нагрузки. Для выяснения условий отстройки пусковых органов максимальной токовой защиты от максимального тока нагрузки рассмотрим поведение защиты I, установленной на подстанции II на линии W1 (рис. 6.18), когда ток нагрузки, проходящий по линии W1 и равный сумме токов нагрузок подстанций II и III, имеет максимальное значение. При возникновении КЗ в точке K на линии W2 ток КЗ проходит от источника питания к месту КЗ как по поврежденной линии, так и по линии W1. При этом придут в действие защита II, установленная на поврежденной линии, и защита I на линии W1, поведение которой рассматривается.

После отключения поврежденной линии W2 ток КЗ прекратится и по линии W1 будет вновь проходить максимальный ток нагрузки. При этом новое значение максимального тока нагрузки может значительно превышать ток в доаварийном режиме за счет того, что при восстановлении напряжения после отключения КЗ происходит самозапуск электродвигателей, которые при этом потребляют повышенные (пусковые) токи (см. гл. 10). В этих условиях пусковые токовые реле защиты I, сработавшие в момент возникновения КЗ, должны вернуться в исходное положение до того, как истечет выдержка времени защиты, что обеспечивается только в том случае, если ток возврата пусковых токовых реле будет больше максимального тока нагрузки послеаварийного режима. Увеличение тока нагрузки в результате самозапуска электродвигателей учитывается коэффициентом самозапуска k_3 . Таким образом, для выполнения первого условия необходимо, чтобы

$$I_{н,з} = k_{н,з} I_{н, макс} \quad (6.10)$$

где $k_{н,з}$ — коэффициент надежности отстройки, больший единицы.

Известно, что ток возврата и ток срабатывания связаны между собой коэффициентом возврата следующим образом:

$$k_{в} = I_{н,з} / I_{с,з} \quad (6.11)$$

Отсюда ток возврата может быть выражен как

$$I_{н,з} = k_{в} I_{с,з} \quad (6.12)$$

Подставив значение $I_{н,з}$ из выражения (6.12) в выражение (6.10), получим:

$$k_{в} I_{с,з} = k_{н,з} I_{н, макс}$$

Перенеся k_n в правую часть уравнения, получим окончательную формулу для расчета тока срабатывания пусковых токовых реле максимальной токовой защиты:

$$I_{с,з} = \frac{k_n k_a}{k_B} I_{н, max} \quad (6.13)$$

где k_n принимается равным 1,1—1,25; k_a составляет 2—3.

Вторичный ток срабатывания, т. е. уставка пусковых токовых реле, определяется по формуле

$$I_{с, II} = \frac{k_n k_B k_{сх} I_{н, max}}{k_B K_I} \quad (6.14)$$

где K_I — коэффициент трансформации ТТ; $k_{сх}$ — коэффициент схемы, равный 1 для схем соединения ТТ в полную и неполную звезду и 1,73 ($\sqrt{3}$) для схем соединения ТТ в треугольник и на разность токов двух фаз.

При определении максимального тока нагрузки необходимо исходить из наиболее тяжелых, но реальных режимов работы оборудования. Так, для защиты параллельных линий в качестве максимального тока нагрузки на каждую линию следует принимать суммарную максимальную нагрузку обеих линий с тем, чтобы при аварийном отключении одной из них вторая не отключалась от перегрузки. Для защиты параллельно работающих трансформаторов максимальный ток нагрузки следует определять согласно выражению:

$$I_{н, max} = \frac{m}{m-1} I_{ном, ТТ} \quad (6.15)$$

где m — максимально возможное количество одновременно работающих параллельно включенных трансформаторов.

При выборе тока срабатывания не менее важно учесть коэффициент самозапуска электродвигателей. В тех случаях, когда k_a неизвестен, директивными материалами предлагается принимать ток срабатывания равным:

$$I_{с,з} = 4 I_{ном} \text{ или } I_{с, D} = \frac{4 I_{ном} k_{сх}}{K_I} \quad (6.16)$$

где $I_{ном}$ — номинальный ток защищаемого оборудования.

При этом коэффициент чувствительности, определяемый по формуле (6.17), должен быть не менее 1,5 для основного и не менее 1,2 для резервируемого участка.

Из формулы (6.13) видно влияние k_B на ток срабатывания, от которого зависит чувствительность защиты. Чем выше коэффициент возврата, тем меньше ток срабатывания и, следовательно, тем более чувствительна защита.

После определения тока срабатывания защиты проверяется выполнение второго и третьего условий, которые определяются коэффициентами чувствительности действия защиты в режиме, когда токи КЗ имеют минимальные значения.

Коэффициентом чувствительности называется отношение минимального тока КЗ к току срабатывания

$$k_{\alpha} = I_{н, min} / I_{с,з} \quad (6.17)$$

При расчете k_{α} защиты, включенной на разность токов двух фаз, ток $I_{н, min}$ определяется при двухфазном КЗ между фазами, на одной из которых нет ТТ, так как в этом случае через реле защиты проходит меньший ток КЗ (см. рис. 6.12, а, б). При расчете k_{α} для случая КЗ за трансформатором с соединением обмоток звезда — треугольник $I_{н, min}$ определяется при двухфазном КЗ, когда в фазах с ТТ проходит ток, в 2 раза меньший, чем в фазе без ТТ (см. рис. 6.11).

6.6. ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА МАКСИМАЛЬНОЙ ТОКОВОЙ ЗАЩИТЫ С ДЕШУНТИРОВАНИЕМ ОТКЛЮЧАЮЩИХ КАТУШЕК ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

Для схем максимальной токовой защиты с дешунтированием отключающих катушек выключателей, выполненных с помощью реле типов РТ-85, РТ-86 или РП-341 (см. рис. 6.15, 6.17), необходимо после выбора тока срабатывания (согласно § 6.5) дополнительно проверить:

1) отсутствие возврата реле РТ-85, РТ-86 или РП-341 после дешунтирования отключающих катушек вследствие снижения вторичного тока трансформаторов тока;

2) надежность действия отключающих катушек выключателя после их дешунтирования;

3) допустимость максимального тока КЗ для контактов реле РТ-85, РТ-86 и РП-341.

Для того чтобы после дешунтирования отключающих катушек и вызванного этим снижения вторичного тока ТТ не произошел возврат реле РТ-85, РТ-86 или РП-341, проверяется чувствительность этих реле по следующему выражению:

$$k_{\alpha,з} = \frac{I_{н, min} \left(1 - \frac{f\%}{100\%}\right)}{k_B I_{с,з}} \quad (6.18)$$

где $I_{н, min}$ — минимальное значение тока при двухфазном КЗ в конце защищаемого участка; $I_{с,з}$ — ток срабатывания соответствующей защиты (или отсечки); $f\%$ — действительная токовая погрешность ТТ, определяемая в соответствии с [25] (см. гл. 4); k_B — коэффициент возврата.

Чувствительность токовой отсечки и максимальной токовой защиты при этом должна быть не меньше значений, указанных в [27].

Для проверки надежности действия отключающих катушек после их дешунтирования определяется их коэффициент чувствительности $k_{\alpha,ок}$ по следующему выражению:

$$k_{\alpha,ок} = \frac{I_{н, min} \left(1 - \frac{f\%}{100\%}\right)}{K_I I_{с,ок}} \quad (6.19)$$

где K_I — коэффициент трансформации ТТ; $I_{с,ок}$ — ток срабатывания отключающей катушки (равный, как правило, для РТМ 5 А, для электромагнита отключения, питающегося от ТТ, 3,5 А).

Минимальное значение коэффициента чувствительности для отключающих катушек должно быть примерно на 20 % больше значений, принимаемых для соответствующих защит [27]:

$$k_{\text{ч.ок}} \geq 1,2k_{\text{ч.з.}} \quad (6.20)$$

Проверка допустимости максимального тока КЗ для контактов реле, которыми производится дешунтирование отключающих катушек, производится по формуле

$$I_{\text{зп, max}} = \frac{I_{\text{нз, max}}}{K_I} \leq 150 \text{ А}, \quad (6.21)$$

где 150 А — предельно допустимый ток на контакты реле при нагрузке не более 4 Ом.

Если ток $I_{\text{зп, max}}$, определенный по формуле (6.21), равен или больше 150 А, то необходимо определить этот ток с учетом тока намагничивания в режиме до дешунтирования отключающих катушек.

6.7. ВЫДЕРЖКА ВРЕМЕНИ МАКСИМАЛЬНОЙ ТОКОВОЙ ЗАЩИТЫ

Максимальная токовая защита с независимой характеристикой времени срабатывания. Выдержки времени максимальной токовой защиты с независимой характеристикой времени срабатывания выбираются по ступенчатому принципу, который состоит в том, что каждая последующая защита в направлении от потребителей электроэнергии к источнику питания имеет выдержку времени больше предыдущей. Выбор выдержек времени должен начинаться с самых удаленных от источника питания потребителей (рис. 6.19) — с электродвигателей $M1$ и $M2$. Для защиты этих электродвигателей выдержка времени принимается равной нулю: $t_1 = 0$.

Для того чтобы при повреждении одного из электродвигателей не отключился трансформатор $T2$, его защита должна иметь выдержку времени t_2 , большую, чем t_1 , на величину, называемую с т у п е н ь ю с е л е к т и в н о с т и Δt , т. е.

$$t_2 = t_1 + \Delta t. \quad (6.22)$$

Выдержка времени t защиты линии W должна быть больше выдержки времени защиты трансформатора $T2$, т. е.

$$t_3 = t_2 + \Delta t,$$

аналогично

$$t_4 = t_3 + \Delta t \text{ и } t_5 = t_4 + \Delta t.$$

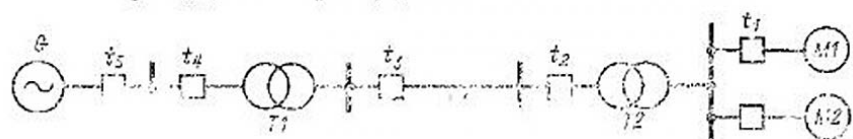


Рис. 6.19. Пример выбора выдержек времени максимальной токовой защиты с независимой характеристикой времени срабатывания

Ступень селективности Δt должна быть такой, чтобы успели сработать защита и отключиться выключатель на поврежденном участке, прежде чем истечет выдержка времени защиты на следующем неповрежденном участке. Для максимальной токовой защиты с независимой характеристикой времени срабатывания ступень селективности $\Delta t_{\text{т.з}}$ определяется как сумма следующих составляющих:

$$\Delta t_{\text{т.з}} = t_{\text{вык}} + \Delta t_{\text{КТ1}} + \Delta t_{\text{КТ2}} + t_{\text{ин}}, \quad (6.23)$$

где $t_{\text{вык}}$ — время отключения выключателя от момента подачи импульса на отключающую катушку до момента гашения дуги на его силовых контактах; это время составляет 0,08—0,1 с у воздушных выключателей и 0,08—0,25 с у масляных; $\Delta t_{\text{КТ1}}$ — погрешность реле времени защиты поврежденного участка, которое может подействовать на отключение с выдержкой времени больше расчетной; эта погрешность зависит от шкалы реле времени и составляет: 0,06 с у реле со шкалой до 1,3 с; 0,12 с у реле до 3,5 с; 0,25 с у реле до 9 с; 0,8 с у реле до 20 с; $\Delta t_{\text{КТ2}}$ — погрешность реле времени защиты следующего к источнику питания участка, которое может подействовать с выдержкой времени меньше расчетного значения; $\Delta t_{\text{КТ2}}$ такие же, как $\Delta t_{\text{КТ1}}$; $t_{\text{ин}}$ — время задержки, учитывающее неточность регулировки реле времени, погрешность секундомера, которым производится настройка реле времени, увеличение времени отключения выключателей в зимнее время и другие факторы, принимается 0,1—0,15 с.

Таким образом, ступень селективности должна вычисляться с учетом типов установленных выключателей и типов реле времени и обычно составляет:

$$\Delta t_{\text{т.з}} = 0,4 \div 0,6 \text{ с}. \quad (6.24)$$

Если одна из двух согласуемых защит не имеет реле времени (например, защита электродвигателей на рис. 6.19), то при вычислении ступени селективности по формуле (6.23) $\Delta t_{\text{КТ1}}$ принимается равным нулю.

Максимальная токовая защита с зависимой характеристикой времени срабатывания. Выбор выдержек времени максимальной токовой защиты с зависимой характеристикой времени срабатывания должен производиться при строго определенных значениях токов КЗ. Ступень селективности для защиты с зависимой характеристикой времени срабатывания $\Delta t_{\text{з}}$ определяется как сумма составляющих:

$$\Delta t_{\text{з}} = t_{\text{вык}} + \Delta t_{\text{КА1}} + \Delta t_{\text{КА2}} + \Delta t_{\text{ин}} + t_{\text{зип}}, \quad (6.25)$$

где $\Delta t_{\text{КА1}}$ — погрешность токового реле с зависимой характеристикой времени срабатывания защиты неповрежденного участка, которое может сработать на отключение с выдержкой времени больше расчетной; эта погрешность для реле РТ-80, РТ-90 составляет 0,1—1 с; $\Delta t_{\text{КА2}}$ — погрешность такого же реле защиты, следующей к источнику питания, которое может сработать с выдержкой времени меньше заданной; $\Delta t_{\text{ин}}$ — время инерционной ошибки, которую имеют

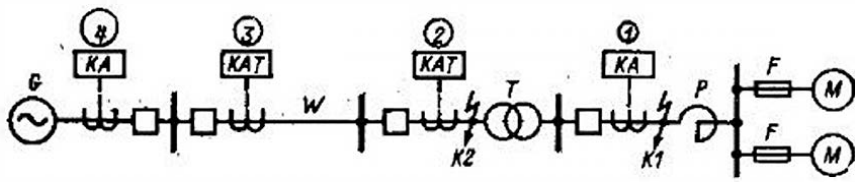


Рис. 6.20. Схема участка сети с односторонним питанием к примеру согласования характеристик времени срабатывания максимальной токовой защиты:

КА — с независимой выдержкой времени; КАТ — с зависимой выдержкой времени

реле индукционного типа с диском (см. гл. 3); из-за наличия механической инерции подвижная система реле после отключения поврежденного участка и прекращения прохождения тока КЗ продолжает еще некоторое время движение в сторону замыкания контактов; это время составляет примерно 0,05 с.

Согласование выдержек времени максимальных токовых защит с зависимой и независимой характеристиками времени срабатывания. Рассмотрим метод согласования выдержек времени максимальных токовых защит с различными характеристиками времени срабатывания на примере участка сети (рис. 6.20), где защиты 1 и 4 имеют независимые, а защиты 2 и 3 — зависимые характеристики времени срабатывания.

Токи срабатывания пусковых реле определяются по формуле (6.13), и производится графическое построение характеристик защит, как показано на рис. 6.21.

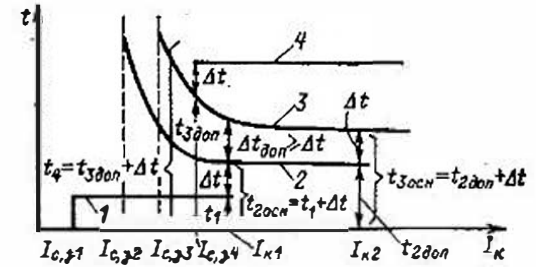
Для защиты 1 по условию селективности с плавкими предохранителями F (см. гл. 2) принимается выдержка времени $t_1 = t_0 + \Delta t$ и строится характеристика этой защиты от $I_{c,3}$ до I_{K1} , изображаемая прямой линией 1 на рис. 6.21. Согласование характеристики защиты 2 с защитой 1 должно производиться в условиях, когда при КЗ на участке, защищаемом защитой 1, через защиту 2 проходит наибольший ток КЗ, что имеет место при КЗ до реактора, т. е. в точке K1. Таким образом, контрольной точкой характеристики защиты 2 является $t_{2\text{доп}} = t_1 + \Delta t$ при токе I_{K1} .

Зная ток срабатывания и контрольную точку характеристики, по типовым характеристикам реле РТ-80 оценивают и наносят на график еще несколько точек, в том числе и точку с временем $t_{2\text{доп}}$ при токе I_{K2} и строят всю характеристику, которая изображается кривой 2 на рис. 6.21.

Аналогично производится согласование характеристик защит 3 и 2 в условиях, когда при КЗ на участке, защищаемом защитой 2, через защиту 3 проходит наибольший ток КЗ, что имеет место при КЗ до трансформатора T, т. е. в точке K2. При токе I_{K2} защита 2 согласно характеристике имеет выдержку времени $t_{2\text{доп}}$. Поэтому основной контрольной точкой характеристики защиты 3 является $t_{3\text{осн}} = t_{2\text{доп}} + \Delta t$ при токе I_{K2} .

Однако при согласовании двух зависимых характеристик одной контрольной точки недостаточно, так как характеристики могут недопустимо сблизиться при другом значении тока. Поэтому необ-

Рис. 6.21. Построение характеристик времени срабатывания максимальной токовой защиты с зависимой и независимой характеристиками



ходимо рассмотреть второе условие, которое состоит в том, чтобы при КЗ за трансформатором T, т. е. в точке K1, когда через защиты 3 и 2 проходит ток КЗ I_{K1} , ступень селективности между ними была не меньше Δt . Таким образом, дополнительной контрольной точкой характеристики защиты 3 является $\Delta t_{\text{доп}} \geq \Delta t$ при токе I_{K1} .

Зная ток срабатывания и две контрольные точки при токах I_{K1} и I_{K2} , аналогично по типовым характеристикам реле РТ-80 оценивают и наносят на график еще несколько точек, в том числе точку с временем $t_{3\text{доп}}$ при токе $I_{c,34}$ и строят всю характеристику, которая изображается кривой 3 на рис. 6.21.

Определяется выдержка времени защиты 4 генератора по условию селективности с защитой 3. Согласование производится при токе, при котором защита 3 имеет наибольшую выдержку времени. Таким током является ток срабатывания защиты 4 $I_{c,33}$. Таким образом, выдержка времени защиты 4 составит:

$$t_4 = t_{3\text{доп}} + \Delta t \text{ при токе } I_{c,33}$$

Поскольку генератор является последним элементом в рассматриваемой сети с односторонним питанием, то в ряде случаев для улучшения отстройки и тем самым повышения надежности при определении выдержки времени максимальной токовой защиты генераторов принимается двойная ступень селективности $2\Delta t$.

6.8. МАКСИМАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ ЗАЩИТА С БЛОКИРОВКОЙ МИНИМАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Схема защиты. В ряде случаев при определении тока срабатывания пусковых токовых реле максимальной токовой защиты по формуле (6.13) отстройка от максимального тока нагрузки с учетом коэффициента самозапуска приводит к такому загромождению защиты, при котором не обеспечивается необходимая чувствительность. В этих случаях для повышения чувствительности защиты применяется блокировка минимального напряжения.

Принципиальная схема максимальной токовой защиты с блокировкой минимального напряжения приведена на рис. 6.22. Схема включает в себя три пусковых токовых реле мгновенного действия KA1, KA2, KA3 и три блокирующих реле минимального напряжения KV1, KV2, KV3. Защита может поддействовать на отключение только в том случае, если сработают одновременно токовые реле и реле минимального напряжения, что бывает только при КЗ, когда возрастают токи и понижается напряжение. При перегрузках, превы-

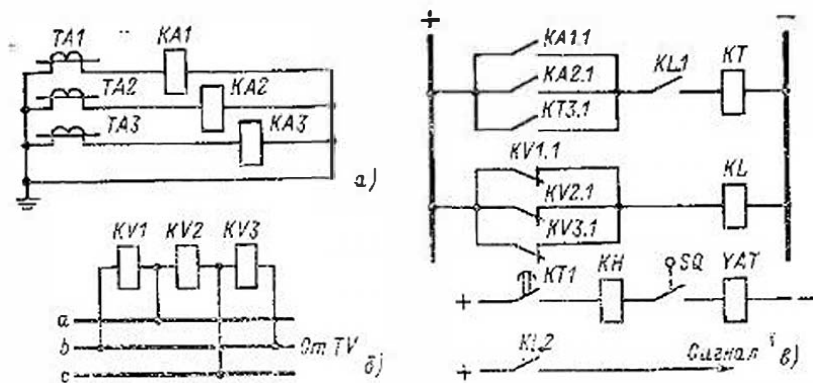


Рис. 6.22. Принципиальная схема максимальной токовой защиты с блокировкой минимального напряжения:

а — схема токовых реле; б — схема реле напряжения; в — схема реле постоянного тока

шающих ток срабатывания токовых реле, последние сработают, но отключение не произойдет, так как блокирующие реле минимального напряжения при перегрузках не подействуют.

Защита может действовать неправильно, если в момент перегрузки окажется в сработавшем положении хотя бы одно реле минимального напряжения, что может иметь место при перегорании предохранителя или обрыве цепи от ТП. Поэтому схема предусматривает передачу предупредительного сигнала от контакта промежуточного реле KL , которое срабатывает при замыкании контактов любого реле минимального напряжения. Получив такой сигнал, персонал должен немедленно принять меры к восстановлению цепи напряжения, а в случае невозможности — отключить защиту. Рассматриваемая схема может выполняться с двумя токовыми реле. Но во всех схемах должно быть три реле минимального напряжения, включенных на три междуфазных напряжения.

Ток срабатывания пусковых токовых реле при наличии блокировки минимального напряжения выбирается по формулам (6.13), (6.14), в которых $I_{н, макс}$ заменен $I_{н, норм}$ или $I_{ном}$ и исключен k_2 :

$$I_{с, з} = \frac{k_n}{k_b} I_{н, норм} \quad \text{или} \quad I_{с, з} = \frac{k_n}{k_2} I_{ном}; \quad (6.26)$$

$$I_{с, з} = \frac{k_n k_{ок}}{k_n k_f} I_{н, норм} \quad \text{или} \quad I_{с, з} = \frac{k_n k_{ок}}{k_b k_f} I_{ном}; \quad (6.27)$$

Напряжение срабатывания реле блокировки минимального напряжения максимальной токовой защиты должно удовлетворять следующим условиям:

- 1) защита не должна действовать при эксплуатационных понижениях напряжения до минимально возможного рабочего значения;
- 2) защита должна надежно действовать при КЗ на защищаемом участке и иметь коэффициент чувствительности при КЗ в конце этого участка порядка 1,5;

3) защита должна действовать при КЗ на смежном участке и иметь коэффициент чувствительности при КЗ в конце смежного участка порядка 1,2.

Для выполнения первого условия напряжение срабатывания должно быть меньше минимального рабочего напряжения $U_{раб, мин}$. Однако выполнения только одного этого условия недостаточно. Так, если произойдет КЗ, при котором вследствие понижения напряжения блокировка минимального напряжения сработает, то для того, чтобы после отключения КЗ реле вернулись в исходное положение, их напряжение возврата должно быть меньше минимального рабочего напряжения:

$$U_{в, з} = U_{раб, мин} / k_{н}; \quad (6.28)$$

где $k_{н}$ — коэффициент надежности отстройки, больший единицы.

Заменив $U_{в, з}$ на $k_{н}$ и $U_{с, з}$, получим формулу для определения напряжения срабатывания блокировки минимального напряжения

$$U_{с, з} = \frac{U_{раб, мин}}{k_n k_{н}}; \quad (6.29)$$

где $k_{н}$ принимается равным 1,1.

Вторичное напряжение срабатывания определяется с учетом коэффициента трансформации ТН K_U по формуле

$$U_{с, з} = \frac{U_{раб, мин}}{k_n k_n K_U}; \quad (6.30)$$

Коэффициенты чувствительности определяются в тех же режимах, что и для токовых реле, по формуле

$$k_2 = U_{с, з} / U_{ис, макс}; \quad (6.31)$$

где $U_{ис, макс}$ — максимальное значение остаточного напряжения в месте установки защиты при КЗ в конце защищаемого или резервируемого участка. Коэффициенты чувствительности должны удовлетворять второму и третьему условиям.

6.9. ТОКОВАЯ ОТСЕЧКА

Токсовая отсечка на линиях с односторонним питанием. Токсовой отсечкой называется максимальная токовая защита с ограниченной зоной действия, имеющая в большинстве случаев мгновенное действие.

В отличие от максимальной токовой защиты селективность действия токовой отсечки достигается не выдержкой времени, а ограничением зоны ее действия. Для этого ток срабатывания отсечки отстраивается не от тока нагрузки, а от тока при КЗ в конце защищаемой линии или в другой определенной точке, где отсечка не должна действовать.

Характер включения тока КЗ при удалении места КЗ от источника питания показан на рис. 6.23. Ток срабатывания отсечки должен действовать так, чтобы она не работала при повреждении во второй линии или в трансформаторе питающей подстанции. В этом случае ток срабатывания должен быть больше макси-

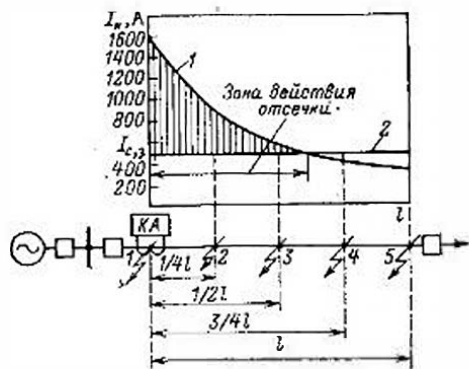


Рис. 6.23. Принцип действия токовой отсечки на линии с односторонним питанием

мального значения тока при КЗ на шинах противоположной подстанции, т. е. в точке 5 на рис. 6.23, и определяется по формуле

$$I_{c, a} = k_{11} I_{k, \max} \text{ или } I_{c, p} = \frac{k_{11} k_{cx} I_{k, \max}}{K_I}, \quad (6.32)$$

где $I_{k, \max}$ — максимальное значение тока КЗ на шинах

противоположной подстанции; k_{cx} — коэффициент схемы; k_{11} — коэффициент надежности, принимаемый равным: при выполнении отсечки токовыми реле типа РТ-40, действующими через промежуточное реле, 1,2—1,3; при выполнении отсечки теми же токовыми реле, но действующими через реле времени, 1,1—1,2; при выполнении отсечки электромагнитными элементами реле типа РТ-80, РТ-90 1,4—1,5.

Зона действия отсечки определяется графически, как показано на рис. 6.23. Для этого вычисляются токи КЗ, проходящие по защищаемой линии при КЗ в начале и конце линии, а также на расстояниях $1/4$, $1/2$ и $3/4$ длины от начала, и строится кривая изменения тока КЗ в зависимости от удаленности места КЗ от источника питания (кривая 1). По формуле (6.32) определяется ток срабатывания отсечки и на том же чертеже проводится прямая тока срабатывания 2. Точка пересечения прямой 2 с кривой 1 определяет зону действия отсечки. Отсечка действует в зоне, где ток КЗ превышает ток срабатывания (заштрихованная часть графика).

Коэффициент чувствительности отсечки определяется как

$$k_q = I_{кз} / I_{c, a} \quad (6.33)$$

где $I_{кз}$ — ток КЗ при повреждении в начале линии у места установки отсечки (в точке 1).

В отдельных случаях отсечка может защищать всю линию (рис. 6.24). Благодаря тому, что к линии W1 подключен только один трансформатор T, ток срабатывания отсечки выбирается так, чтобы она не действовала при повреждениях на линиях высшего напряжения W2. Для этого в формулу (6.32) необходимо подставлять максимальное значение тока при КЗ на шинах высшего напряжения в точке K.

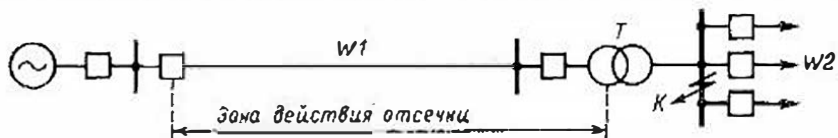


Рис. 6.24. Применение токовой отсечки на линии с односторонним питанием, питающей один трансформатор

Рис. 6.25. Принцип действия отсечки на линии с двусторонним питанием

При выбранном таким образом токе срабатывания мгновенная отсечка будет надежно защищать всю линию, шины высшего напряжения подстанции и часть обмотки трансформатора T.

Токовая отсечка на линиях с двусторонним питанием. Для селективного действия отсечек на линиях с двусторонним питанием (рис. 6.25) их токи срабатывания должны определяться по формуле (6.32) по большему значению тока КЗ, проходящему по линии при КЗ на шинах одной и другой подстанции. Для рассматриваемого случая на рис. 6.25 большим является ток I_{k1} , проходящий по линии при КЗ в точке K1. Поэтому токи срабатывания обеих отсечек должны быть равными и определяться как

$$I_{c, a, A} = I_{c, a, B} = k_{11} I_{кз}.$$

Зоны действия отсечек определяются графически как точки пересечения прямой, соответствующей току срабатывания $I_{c, a}$, с кривыми изменения токов КЗ.

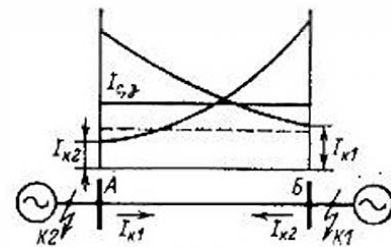
Рассмотренное условие выбора тока срабатывания отсечек для линий с двусторонним питанием не является единственным. Для линий, по которым могут проходить токи качаний, вызванные нарушением устойчивости или несинхронным включением, вторым условием выбора тока срабатывания отсечек является отстройка от максимального тока качаний по формуле

$$I_{c, a} = k_{11} I_{квч, \max} \text{ или } I_{c, p} = \frac{k_{11} k_{cx} I_{квч, \max}}{K_I}, \quad (6.34)$$

где $I_{квч, \max}$ — максимальный ток качаний.

Схемы отсечек отличаются от схем максимальных токовых защит отсутствием реле времени.

Сочетание токовой отсечки с максимальной токовой защитой. Применение токовой отсечки дает возможность ускорить отключение повреждений, сопровождающихся прохождением больших токов КЗ и вызывающих глубокое понижение напряжения на шинах подстанций, а также снизить выдержки времени максимальных токовых защит. При сочетании токовой отсечки с максимальной токовой защитой получается токовая защита со ступенчатой характеристикой времени срабатывания (рис. 6.26). Такая защита имеет отсечку как первую ступень (первую зону), в пределах которой она действует мгновенно, и максимальную токовую защиту как вторую ступень (вторую зону), в пределах которой она действует с выдержкой времени. В ряде случаев применяется сочетание отсечки мгновенного действия с отсечкой, имеющей небольшую выдержку времени (порядка 0,5—1 с), и с максимальной токовой защитой. При таком сочетании защита имеет три ступени и соответственно трехступенчатую характеристику времени срабатывания.



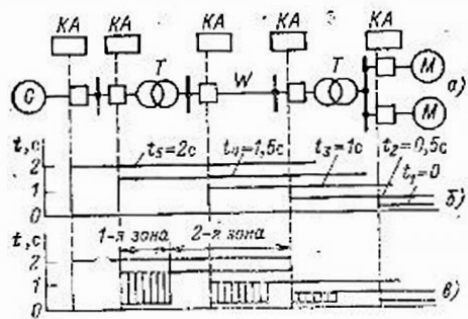


Рис. 6.26. Сочетание токовой отсечки с максимальной токовой защитой с независимой характеристикой времени срабатывания:
 а — схема защищаемой сети; б — характеристика максимальной токовой защиты без отсеков; в — характеристика максимальной токовой защиты в сочетании с отсеками. Застрехованные участки показывают снижение времени действия защиты за счет применения отсеков

При сочетании отсеков с максимальной токовой защитой с независимой характеристикой времени срабатывания установки дополнительных реле не требуется, так как реле РТ-80 имеют встроенный электромагнитный элемент отсеки.

6.10. МАКСИМАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ ЗАЩИТА ОТ ОДНОФАЗНЫХ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ В СЕТИ С ЗАЗЕМЛЕННЫМИ НУЛЕВЫМИ ТОЧКАМИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

В СССР с заземленными нулевыми точками трансформаторов работает сеть напряжением 110 кВ и выше (сети с заземленными нулевыми точками трансформаторов называются также сетями с большими токами замыкания на землю). В таких сетях однофазные КЗ сопровождаются прохождением больших токов. Поэтому защита от однофазных КЗ в этих сетях должна действовать на отключении.

Схемы максимальной токовой защиты от однофазных КЗ представлены на рис. 6.27 и 6.28. Защита состоит из токового реле $KA0$, которое является пусковым органом, и реле времени KT , которое является органом выдержки времени. Кроме того, в схеме защиты имеется указательное реле KH . Токовое реле подключается к вторичным обмоткам трансформаторов тока TA , соединенным на сумму токов трех фаз, т. е. по схеме фильтра токов нулевой последовательности. При возникновении однофазного КЗ ток КЗ проходит только по одной фазе. Поэтому сумма вторичных токов равна вторичному току КЗ, который, проходя через реле, вызывает его срабатывание.

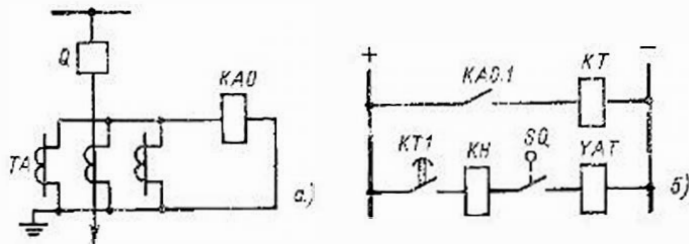


Рис. 6.27. Принципиальная схема максимальной токовой защиты от однофазных КЗ

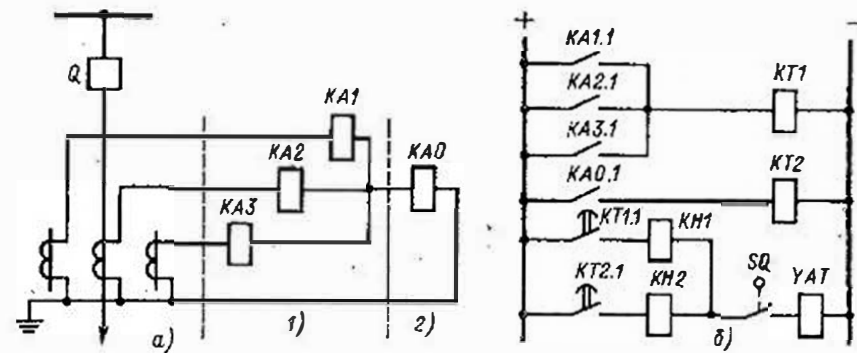


Рис. 6.28. Принципиальная схема максимальной токовой защиты от междуфазных (1) и однофазных (2) КЗ:
 а — токовые цепи; б — цепь оперативного тока

Максимальная токовая защита от междуфазных КЗ, приведенная на рис. 6.28, благодаря установке токовых реле во всех трех фазах может действовать не только при междуфазных, но и при однофазных КЗ. Однако, поскольку ток срабатывания этой защиты должен отстраиваться от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска, она может оказаться недостаточно чувствительной к однофазным КЗ. Поэтому в большинстве случаев максимальная токовая защита от однофазных КЗ выполняется с включением пусковых токовых реле на фильтр тока нулевой последовательности, так как при этом обеспечивается большая чувствительность.

Наибольшее распространение имеет схема, приведенная на рис. 6.28; схема, приведенная на рис. 6.27, применяется сравнительно редко, так как она требует отдельных ТТ.

Вследствие несоответствия характеристик ТТ сумма вторичных токов при прохождении по фазам тока нагрузки или тока двухфазного или трехфазного КЗ не равна нулю и поэтому в реле проходит ток небаланса, который представляет собой сумму токов намагничивания ТТ, т. е.

$$I_{но} = I_{A, на} + I_{B, на} + I_{C, на} \quad (6.35)$$

При токах нагрузки ток небаланса имеет небольшое значение, но значительно возрастает при междуфазных КЗ, что может вызвать непредусмотренное действие защиты от однофазных КЗ. Ток небаланса может быть определен по действительным характеристикам намагничивания ТТ.

Выдержка времени максимальной токовой защиты от однофазных КЗ устанавливается по ступенчатому принципу. В ряде случаев, когда связь между сетями разного напряжения осуществляется через трансформаторы, выдержки времени защиты от однофазных КЗ получаются большими. Это видно из примера на рис. 6.29, на котором приведена сеть с односторонним питанием, состоящая из участка сети 110 кВ с заземленными нулевыми точками трансфор-

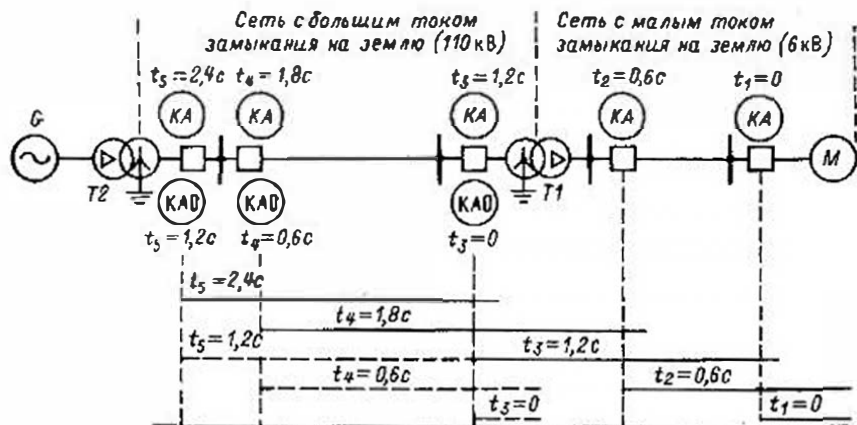


Рис. 6.29. Характеристики максимальной токовой защиты от междуфазных и однофазных КЗ;

КА — защита от междуфазных КЗ; КАО — защита от однофазных КЗ

маторов и участка сети 6 кВ. Выдержки времени защиты от междуфазных КЗ устанавливаются по ступенчатому принципу, начиная от наиболее удаленного от источника питания элемента — электродвигателя 6 кВ.

Выдержки времени защиты от однофазных КЗ (обозначены КАО на рис. 6.29) в сети 110 кВ могут выбираться независимо от сети 6 кВ, вследствие чего уменьшаются их выдержки времени. Так, на рис. 6.29 наиболее удаленным элементом в сети 110 кВ для защиты от однофазных КЗ является трансформатор Т1, на защите которого устанавливается выдержка времени $t_3 = 0$ вместо 1,2 с на защите от междуфазных КЗ. Это даст возможность иметь на защите от однофазных КЗ трансформатора Т2 выдержку времени $t_5 = 1,2$ с вместо 2,4 с на защите от междуфазных КЗ.

Максимальная токовая защита от однофазных КЗ состоит в большинстве случаев из двух или трех ступеней с разными уставками тока срабатывания и разными выдержками времени.

6.11. МАКСИМАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ ЗАЩИТА С МАГНИТНЫМИ ТРАНСФОРМАТОРАМИ ТОКА

Максимальная токовая защита с магнитными ТТ применяется для защиты от междуфазных и однофазных КЗ. В последнем случае защита подключается к фильтру тока нулевой последовательности, который образуются тремя магнитными ТТ, обмотки которых соединяются последовательно. Промышленностью выпускаются устройства трехфазной релейной защиты с магнитными ТТ двух типов: МТЗ-М (двухступенчатая) и ТЗК-1 (трехступенчатая).

Структурная схема защиты МТЗ-М приведена на рис. 6.30. Эта схема содержит: магнитные трансформаторы тока ТА1 — ТА3, пусковые органы КА1—КА6, содержащие элементы регулировки

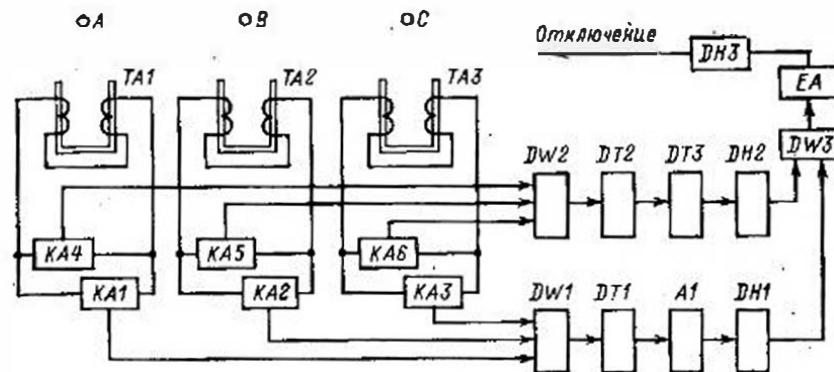


Рис. 6.30. Структурная схема защиты магнитными трансформаторами тока

уставки и релейные элементы; логические элементы DW1—DW3, элементы памяти DT1 и DT2; элемент времени DT3; усилитель А1; элементы сигнализации DH1—DH3 и выходной орган EA. На рис. 6.30 показаны также провода А, В, С, относительно которых ориентированы соответствующие ТТ. Защита действует следующим образом [24]. При повреждении на защищаемом элементе, сопровождающемся увеличением тока до значения уставки срабатывания второй ступени, срабатывают пусковые органы КА4—КА6. Сигналы от пусковых органов поступают через элемент ИЛИ DW2 и преобразователь DT2 на элемент времени DT3. С выдержкой времени второй ступени подается сигнал через элемент сигнализации DH2 и логический элемент ИЛИ DW3 на выходной орган EA; последний через DH3 подает команду на отключение соответствующего выключателя (или включение короткозамыкатели). При КЗ в первой зоне сработают пусковые органы КА1—КА3 и защита подействует аналогично, но уже без выдержки времени.

Поскольку в рассматриваемой схеме защиты используются малоомные магнитные ТТ, отдельные органы выполнены на полупроводниковых элементах, вследствие чего общее потребление невелико.

На рис. 6.31 показана принципиальная схема пускового органа защиты, в состав которого входят элемент регулировки уставки РУ и релейный элемент РЭ. Элемент РУ выполнен в виде делителя R1—R4, переключателя SAC и резисторов R5 и R6. Регулировка уставки срабатывания производится ступенчато — переключателем SAC и плавно — реостатом R5.

Пусковые элементы первой и второй ступеней (КА1 и КА4, КА2 и КА5, КА3 и КА6) подключаются параллельно к вторичным обмоткам ТА (рис. 6.30). Благодаря наличию резистора R6 нагрузка на ТА практически не изменяется при регулировке уставок срабатывания пусковых органов.

Последовательно с обмотками ТА включен конденсатор С1, емкость которого выбрана из условия получения резонанса на частоте 50 Гц. Вследствие этого защита обладает повышенной чув-

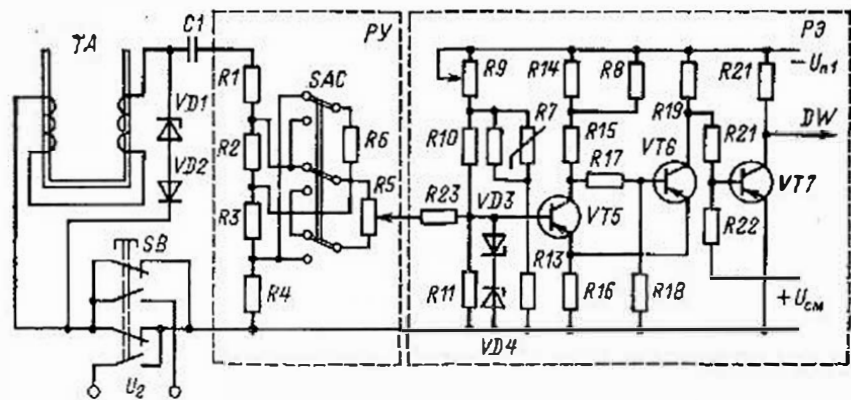


Рис. 6.31. Принципиальная схема пускового органа защиты МТЗ-М

ствительностью к высшим гармоникам и апериодической составляющей в контролируемом токе. Стабилитроны $VD1$ и $VD2$ предназначены для защиты элементов входной цепи при больших значениях контролируемого тока.

С помощью кнопки SB в цепь вторичной обмотки TA можно включить источник контрольного напряжения U_2 , что позволяет периодически проверять исправность защиты по фазам и ступеням.

Релейный элемент выполнен с помощью трех транзисторов $VT5$ — $VT7$ типа $p-n-p$. В исходном состоянии транзисторы $VT5$ и $VT7$ открыты, а транзистор $VT6$ закрыт. Транзистор $VT5$ закрывается, когда на его базе появляется положительный потенциал, превышающий уставку срабатывания. В те же полупериоды открывается транзистор $VT6$, закрывается $VT7$ и на выходе элемента $P9$ появляются импульсы с частотой 50 Гц. Эти импульсы подаются через элемент ИЛИ ($DX1$ на рис. 6.32) на преобразователь $DT1$, преобразующий импульсы в постоянный сигнал.

Отдельные элементы схемы на рис. 6.31 имеют следующее назначение: диод $VD3$ и стабилитрон $VD4$ для защиты транзисторов от больших напряжений; терморезисторы $R7$ и $R8$ для стабилизации порога срабатывания триггера, выполненного на транзисторах $VT5$ и $VT6$ при изменении температуры; резистор $R9$ для настройки триггера на срабатывание при заданном входном сигнале.

Преобразователь (рис. 6.32) состоит из транзисторов $VT1$ и $VT2$, конденсатора $C1$ и резисторов $R1$ — $R6$. В исходном режиме транзистор $VT1$ закрыт, $VT2$ открыт и конденсатор $C1$ заряжен. При поступлении импульса от релейного элемента транзистор $VT1$ открывается и конденсатор $C1$ быстро разряжается через открытый транзистор $VT1$ и источник сигнала. При этом открывается транзистор $VT2$ и на выходе элемента $DT1$ возникает сигнал.

После исчезновения входного импульса транзистор $VT1$ сразу же закрывается, а транзистор $VT2$ открывается только после заряда конденсатора $C1$ до определенного значения. При этом в цепи заряда кон-

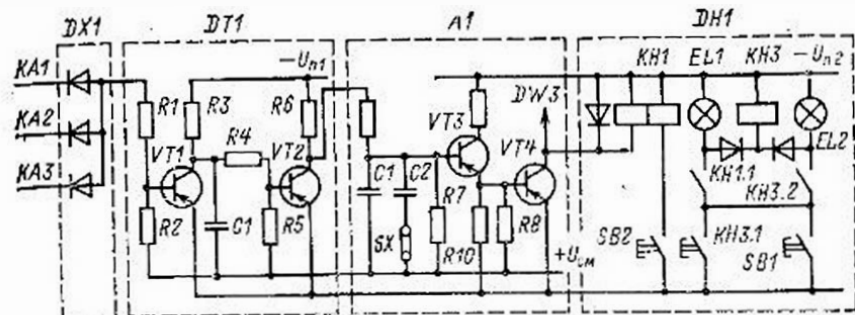


Рис. 6.32. Схема преобразователя защиты МТЗ-М

нии на входе преобразователя $DT1$ сигнала на выходе $DT1$ возникает постоянный сигнал постоянного тока.

Усилитель $A1$, на который поступает сигнал с выхода $DT1$, усиливает сигнал до значения, достаточного для срабатывания реле сигнализации и выходного реле. Усилитель выполнен на транзисторах $VT3$ и $VT4$, соединенных по схеме эмиттерного повторителя.

В схему защиты введены элементы, создающие задержку, необходимую для отстройки первой ступени от кратковременных импульсов — конденсатор $C1$ и более продолжительных импульсов (возникающих при срабатывании разрядников) — конденсатор $C2$ (рис. 6.32).

Выходное напряжение с усилителя подается через элемент ИЛИ $DW3$ на выходное реле защиты и на обмотку реле сигнализации первой ступени $KH1$. При срабатывании реле $KH1$ первой ступени замыкается его контакт $KH1.1$ в цепи сигнальной лампы $EL1$, эта лампа загорается после нажатия кнопки $SB1$. Одновременно срабатывает реле $KH3$, контакты которого $KH3.1$ шунтируют контакт кнопки $SB1$, обеспечивая свечение лампы $EL1$. Возврат сигнального реле обеспечивается нажатием кнопки $SB2$.

Элемент времени (рис. 6.33) состоит из перезарядной цепи RC (конденсатор $C1$ и резисторы $R1$ — $R5$), входного транзистора $VT1$,

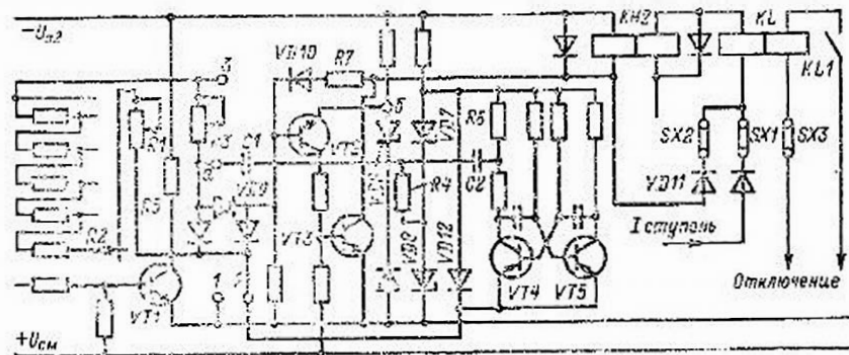


Рис. 6.33. Схема реле времени защиты МТЗ-М

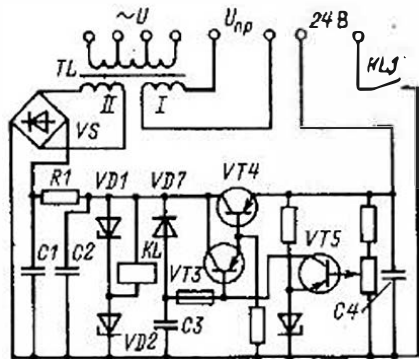


Рис. 6.34. Схема блока питания

ноль-индикатора на транзисторах $VT2$ и $VT3$, генератора импульсов на транзисторах $VT4$, $VT5$ и двух источников опорного напряжения на стабилитронах $VD6$ — $VD8$. В исходном состоянии транзисторы $VT1$ — $VT3$ закрыты и конденсатор $C1$ заряжен. Сигнал, поступающий от элемента $DW1$ (рис. 6.30), открывает транзистор $VT1$. При этом конденсатор

$C1$ перезаряжается до напряжения транзистор $VT1$, резисторы $R1$ — $R4$. Одновременно запускается мультивибратор, вырабатывающий импульсы с частотой около 100 Гц. С резистора $R6$ мультивибратора импульсы подаются на дифференцирующую цепь $C2$ — $R4$. При этом импульсы создают падение напряжения на резисторе $R4$, которое складывается с напряжением на конденсаторе $C1$.

После того как конденсатор $C1$ зарядится до уровня напряжения, при котором сравняются потенциалы в точках a и b , коммутирующий импульс мультивибратора открывает диод $VD9$. При этом транзисторы $VT2$, $VT3$ откроются и через цепь $VD10$ — $R7$ будут удерживаться в открытом состоянии. Сигнал с транзистора $VT3$ подается на обмотку реле сигнализации $KH2$ и через диод $VD11$ элемента $DW3$ (рис. 6.30) и накладку $SX2$ на обмотку выходного реле KL . При исчезновении сигнала на входе элемента времени транзистор $VT1$ закрывается и схема возвращается в исходное состояние.

Регулировка выдержки времени может осуществляться либо плавно резистором $R1$, либо ступенчато с помощью резистора $R2$ и переключателя. В схеме реле предусмотрена возможность автоматического уменьшения выдержки времени (например, для ускорения действия защиты при АПВ): до нуля при замыкании зажимов 1 и 2 или до значения 0,2—0,4 с (регулируемого резистором $R3$) при замыкании зажимов 2 и 3.

Питание схемы защиты осуществляется либо от независимого источника постоянного тока 24 В, либо от источника переменного тока 160, 127 или 220 В. В последнем случае устройство дополняется блоком питания, который обеспечивает питание устройства защиты в течение 5 с после исчезновения оперативного напряжения. Кроме того, блок питания обеспечивает вспомогательное автономное напряжение для настройки защиты на заданный ток срабатывания и периодическую проверку ее исправности.

Блок питания (рис. 6.34) содержит силовой трансформатор TL с секционированной первичной обмоткой и двумя вторичными обмотками I и II. Для проверки защиты используется напряжение

$U_{др}$, поступающее от обмотки I. Напряжение от обмотки II после выпрямления (мостом VS) и стабилизации используется для питания блока, на выходе которого создается напряжение 24 В. Стабилизация напряжения осуществляется параметрическим стабилизатором на резисторе $R1$ и стабилитронах $VD1$, $VD2$ и компенсационным стабилизатором на транзисторах $VT3$ — $VT5$. Конденсатор $C1$ обеспечивает предварительное сглаживание входного напряжения, а конденсатор $C2$ — питание схемы защиты в течение 5 с при исчезновении оперативного напряжения. Реле блокировки KL замыкает свой контакт $KL.1$ в выходной цепи блока после заряда конденсатора $C4$ до напряжения, близкого к номинальному.

Глава седьмая

ЗАЩИТА ВОЗДУШНЫХ И КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

7.1. НАЗНАЧЕНИЕ И ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ЗАЩИТЫ

Воздушные и кабельные линии электропередачи большой протяженности подвержены повреждениям в большей степени, чем другое электрическое оборудование. Для быстрого отключения при повреждениях линии должны быть оборудованы релейной защитой, действующей на отключение. В электрических сетях, работающих с заземленными нулевыми точками трансформаторов, должна действовать на отключение защита от междуфазных и однофазных КЗ, а в сети, работающей с изолированными нулевыми точками трансформаторов, — только защита от междуфазных КЗ. Для ускорения отыскания места повреждения устанавливается защита с действием на сигнал.

Защиты линий отличаются многообразием и определяются главным образом схемой работы линии, напряжением сети и ответственностью питаемых потребителей [1, 2, 27]. Для линий с односторонним питанием применяются: максимальная токовая защита, токовая отсечка, токовая поперечная дифференциальная защита параллельных линий, направленная токовая поперечная дифференциальная защита параллельных линий.

Для защиты линий с двусторонним питанием, кроме указанных выше защит, применяются: максимальная направленная защита, направленная отсечка, продольная дифференциальная защита, дистанционная защита, высокочастотная защита.

Максимальная токовая защита и токовые отсечки подробно рассмотрены в гл. 6. Принципы действия других устройств, применяемых для защиты линий электропередачи, рассмотрены в этой главе.

7.2. МАКСИМАЛЬНАЯ НАПРАВЛЕННАЯ ЗАЩИТА

Рассмотренная в гл. 6 максимальная токовая защита используется главным образом для радиальных линий с односторонним питанием. В кольцевой сети, в сети с двусторонним питанием

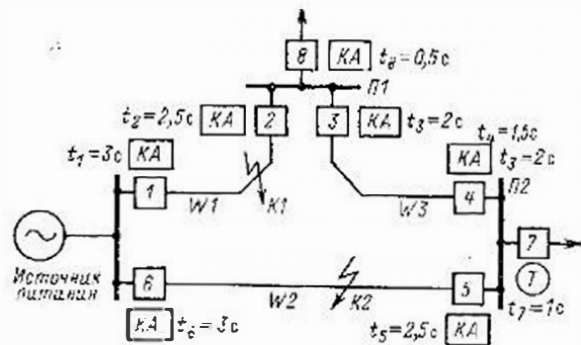


Рис. 7.1. Действие максимальной токовой защиты в кольцевой сети; КА — условное обозначение максимальной токовой защиты

и особенно в сложных сетях с несколькими источниками питания максимальная токовая защита в большинстве случаев не может обеспечить селективного действия.

На рис. 7.1 рассмотрено поведение максимальной токовой защиты в кольцевой сети с одним источником питания. Пусть в указанной сети будут заданы выдержки времени максимальной токовой защиты на линиях, отходящих к нагрузкам: $t_7 = 1$ с и $t_8 = 0,5$ с. При ступенчатой селективности $\Delta t = 0,5$ с выдержки времени остальных защит определяются по ступенчатому принципу (см. § 6.7) и составляют:

- на выключателе 4 $t_4 = 1 + 0,5 = 1,5$ с;
- на выключателе 3 $t_3 = 1,5 + 0,5 = 2$ с;
- на выключателе 2 $t_2 = 2 + 0,5 = 2,5$ с;
- на выключателе 1 $t_1 = 2,5 + 0,5 = 3$ с;
- на выключателе 5 $t_5 = 2 + 0,5 = 2,5$ с;
- на выключателе 6 $t_6 = 2,5 + 0,5 = 3$ с.

При такой настройке максимальная токовая защита будет действовать селективно при КЗ на линиях, отходящих к нагрузке, и на линиях подстанций П1 и П2. Однако при КЗ на линиях W1 и W2 защита будет действовать неселективно.

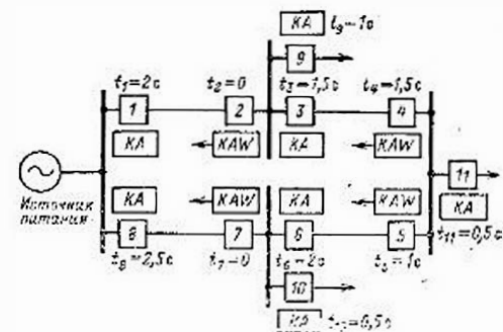
При КЗ на линии W1 (точка K1) должны отключиться выключатели 1 и 2, но так как защита на выключателе 4 имеет выдержку времени 1,5 с, то этот выключатель отключится раньше, чем выключатель 2, и приемная подстанция П1 потеряет питание. Аналогично



Рис. 7.2. Условная схема для действия максимальной токовой защиты с учетом направления тока: а — действие защиты; б — время выдержки времени; в — время выдержки времени

Рис. 7.3. Действие максимальной направленной защиты в кольцевой сети;

КА — условное обозначение максимальной токовой защиты; КАВ — условное обозначение максимальной направленной защиты



при повреждении на линии W2 (точка K2) раньше отключится выключатель 4 и подстанция П2 останется без питания.

Изменением выдержек времени максимальных токовых защит в сети, показанной на рис. 7.1, получить ее селективное действие невозможно. Для селективного отключения поврежденной в такой сети необходимо, чтобы защита на выключателях 2—7 различалась на какой-либо из линий произвольно КЗ. Таким свойством обладает максимальная направленная защита, упрощенная принципиальная схема которой приведена на рис. 7.2. Она состоит из: пускового органа осуществляемого токовыми реле КА, органа направления мощности KW и органа выдержки времени KT.

Защита может подействовать на отключение выключателя только в том случае, если сработает не только токовое реле, но и реле направления мощности, которое включается так, что действует на замыкание контактов только при направлении мощности КЗ от шин подстанции в линию.

Выбор выдержек времени максимальных направленных защит производится по ступенчатому принципу, но с учетом направленности их действия, т. е. производится согласование защит, действующих в одном направлении. Так, например (рис. 7.3), вначале выбираются выдержки времени защит, имеющих нечетные номера, начиная от наиболее удаленной от источника питания защиты 7, на которой следует установить выдержку времени $t_7 = 0$.

Выдержка времени следующей защиты на выключателе 5 должна удовлетворять двум условиям:

$$t_5 = t_7 + \Delta t = 0 + 0,5 = 0,5 \text{ с};$$

$$t_5 = t_{10} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с}.$$

Второе условие, дающее большую выдержку времени, является определяющим.

Выдержка времени следующей защиты на выключателе 3 также должна удовлетворять двум условиям:

$$t_3 = t_5 + \Delta t = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ с};$$

$$t_3 = t_{11} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с}.$$

В данном случае определяющим является первое условие, дающее большую выдержку времени. Выдержка времени защиты на выключателе 1 равна:

$$t_1 = t_3 + \Delta t = 1,5 + 0,5 = 2 \text{ с}.$$

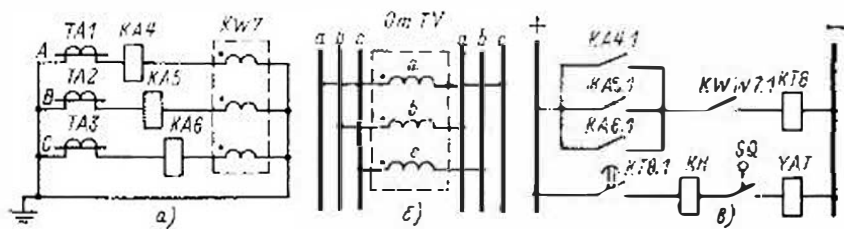


Рис. 7.4. Принципиальная схема максимальной направленной защиты с токовым пусковым органом и трехфазным реле направления мощности, включенным по 30-градусной схеме:

а — схема токовых цепей; б — схема цепей напряжения; в — схема цепей оперативного тока

Затем аналогично выбираются выдержки времени защит, действующих в другую сторону и имеющих на рис. 7.3 четные номера. Выдержки времени их будут равны: $t_2 = 0$; $t_4 = 1,5$ с; $t_6 = 2$ с; $t_8 = 2,5$ с.

Рассматривая теперь повреждения на любой из линий, нетрудно убедиться, что будет отключаться только поврежденная линия и что будет сохраняться питание всех подстанций. Защиты 1 и 8, имеющие наибольшие выдержки времени, а также защиты 3 и 6 могут быть максимальными токовыми без органа направления мощности.

Ток срабатывания пусковых токовых реле максимальной направленной защиты выбирается так же, как для максимальной токовой защиты, по формулам (6.13), (6.14), (6.16). При этом желательно, чтобы пусковые токовые реле были отстроены от максимального тока нагрузки, проходящего по линии как в направлении действия защиты от шин подстанции в линию, так и в направлении к шинам подстанций. Для этого в указанные выше формулы должно подставляться наибольшее значение $I_{н, max}$. Однако если при отстройке от $I_{н, max}$ в направлении к шинам подстанции не обеспечивается необходимая чувствительность защиты, то отстройка производится только от $I_{н, max}$ в направлении от шин подстанции. Если и при этом коэффициенты чувствительности пусковых токовых реле получаются ниже допустимых, применяется блокировка минимального напряжения. Ток срабатывания токовых реле определяется в этом случае по формулам (6.28), (6.29), а напряжение срабатывания блокировки минимального напряжения — по формулам (6.31), (6.32).

При трехфазных КЗ вблизи шин подстанции, где установлена максимальная направленная защита, напряжение на шинах подстанции понижается до нуля или значения, близкого к нулю. Вследствие этого мощность на реле направления мощности оказывается недостаточной для действия реле и защита отказывает. Участок линии, в пределах которого при трехфазных КЗ защита не действует из-за недостаточного значения напряжения, называется «мертвой зоной». Наличие «мертвой зоны» является недостатком максимальной направленной защиты

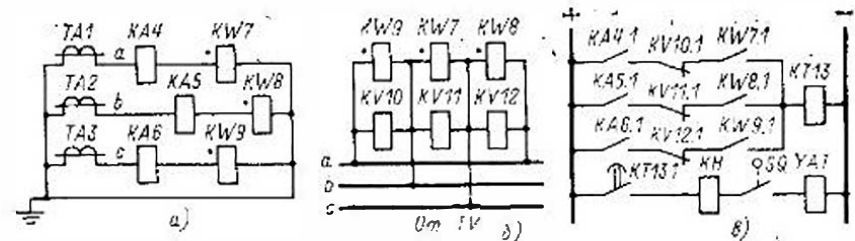


Рис. 7.5. Принципиальная схема максимальной направленной защиты с двумя пусковыми органами: тока и минимального напряжения и однофазным реле направления мощности, включенным по 90-градусной схеме:

а — схема токовых цепей; б — схема цепей напряжения; в — схема цепей оперативного тока

Схемы максимальных направленных защит весьма многообразны и отличаются в основном: типом пускового органа, который может выполняться токовыми реле (рис. 7.4) или токовыми реле с блокировкой минимального напряжения (рис. 7.5); типом органа направления мощности, который может выполняться с помощью трехфазных (рис. 7.4) или однофазных (рис. 7.5) реле направления мощности; способом подвода напряжения к реле направления мощности (постоянно или в момент возникновения повреждения); наличием или отсутствием выдержки времени; трехфазным (рис. 7.4) или двухфазным (рис. 7.6) исполнением; оперативным током — постоянным (рис. 7.4 и 7.5) или переменным (рис. 7.6); схемой включения органа направления мощности.

Под схемой включения реле направления мощности понимается сочетание фаз тока и напряжения, подводимых к реле (это сочетание не может быть произвольным). Реле направления мощности должно

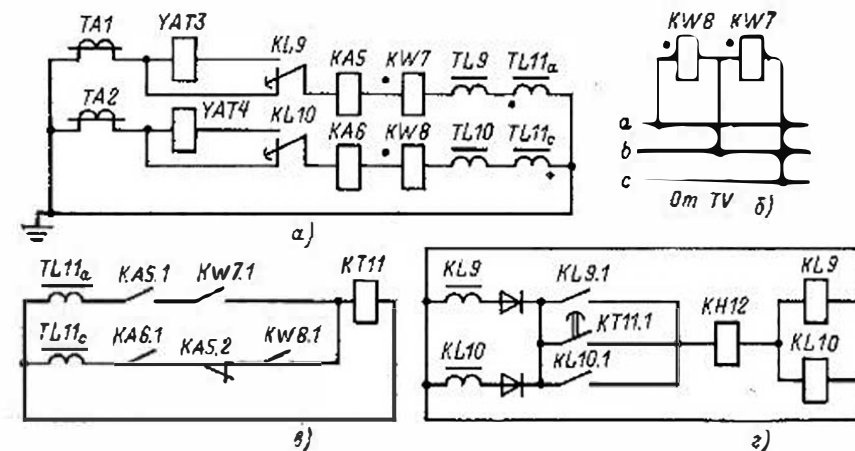


Рис. 7.6. Принципиальная схема двухфазной максимальной направленной защиты с токовым пусковым органом на переменном оперативном токе:

а — схема токовых цепей; б — схема цепей напряжения; в — схема вторичных цепей реле времени; г — то же промежуточных реле

Таблица 7.1

30-градусная схема включения на фазные токи и междуфазные напряжения		90-градусная схема включения на фазные токи и междуфазные напряжения	
Фаза тока	Фаза напряжения	Фаза тока	Фаза напряжения
I_A	U_{AC}	I_A	U_{BC}
I_B	U_{BA}	I_B	U_{CA}
I_C	U_{CB}	I_C	U_{AB}

правильно определять направление мощности при КЗ в сети, где установлена защита. При этом нет необходимости, чтобы реле направления мощности правильно измеряло значение мощности. Наоборот, чем большую мощность будет замерить реле в момент КЗ, тем надежнее оно будет действовать, тем меньше будет «мертвая зона» защиты.

Схемы включения реле направления мощности предусматривают включение их на различные фазы тока и напряжения в таких сочетаниях, которые обеспечивают в условиях КЗ правильное определение направления мощности и измерение реле большего значения мощности. Наибольшее распространение получили две схемы: 30-градусная (рис. 7.4) и 90-градусная (рис. 7.5). Сочетания токов и напряжений для этих схем приведены в табл. 7.1.

7.3. ПРОДОЛЬНАЯ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЗАЩИТА

Для осуществления продольной дифференциальной защиты с обеих сторон защищаемой линии устанавливаются ТТ с одинаковыми коэффициентами трансформации K_T .

В нормальном режиме и при внешнем КЗ ток I_1 имеет разное направление относительно полюсов. Так, на подстанции А он направлен от линии в линию, а на подстанции Б — от линии к линии.

Вторичные обмотки трансформаторов тока ТА1 и ТА2 соединяются между собой соединительными проводами в дифференциальную схему, как показано на рис. 7.7. В такой схеме при прохождении по защищаемой линии сквозного тока (нагрузки или КЗ) по соединительным проводам постоянно циркулирует ток, равный по значению вторичному току ТТ: $I_1 = I_2 = I_n = I_1/K_T$. Поэтому схема, приведенная на рис. 7.7, называется схемой с циркулирующими токами. Параллельно вторичным обмоткам трансформаторов тока включается

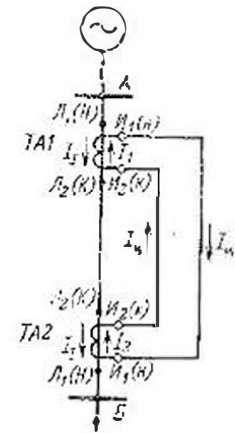


Рис. 7.7. Соединение трансформаторов тока в дифференциальную схему с циркулирующими токами: $I_n = I_1 = I_2$

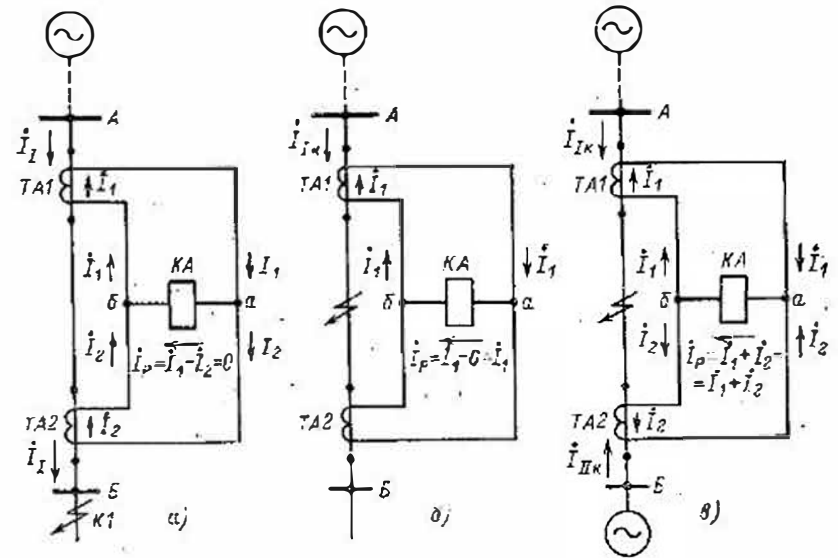


Рис. 7.8. Прохождение токов в схеме продольной дифференциальной защиты с циркулирующими токами: а — при КЗ вне зоны защиты; б — при КЗ в зоне защиты при одностороннем питании; в — то же при двухстороннем

ется обмотка токового реле КА (рис. 7.8), которое вместе с ТТ образует дифференциальную защиту.

На рис. 7.8, а показаны первичные и вторичные токи при внешнем КЗ в точке К1, когда по защищаемой линии проходит сквозной ток I_1 . В этом случае, как уже было указано выше, в соединительных проводах циркулирует ток, равный вторичному току ТТ. На основании первого закона Кирхгофа, можно для точки а (рис. 7.8, а) написать следующее равенство:

$$I_1 = I_2 + I_p \quad (7.1)$$

где I_1 и I_2 — вторичные токи ТА1 и ТА2 соответственно; I_p — ток, проходящий через реле дифференциальной защиты КА.

Из соотношения (7.1) следует, что

$$I_p = I_1 - I_2 \quad (7.2)$$

В рассматриваемом случае при прохождении по защищаемой линии сквозного тока I_1 , равенство коэффициентов трансформации K_T трансформаторов тока ТА1 и ТА2 и работы их без погрешности или с одинаковыми погрешностями вторичные токи равны друг другу $I_1 = I_2$ и поэтому

$$I_p = I_1 - I_2 = 0 \quad (7.3)$$

Таким образом, при прохождении по защищаемой линии тока нагрузки или внешнего КЗ ток в реле дифференциальной защиты

отсутствует и, следовательно, дифференциальная защита на такие режимы не реагирует. Отсюда следует, что, поскольку дифференциальная защита не реагирует на КЗ на другом оборудовании, она не требует выдержки времени, т. е. является селективной по принципу действия.

Из § 4.4 известно, что

$$\left. \begin{aligned} I_1 &= I_{II} K_I - I_{1 \text{ нам}} \\ I_2 &= I_{II} K_I - I_{2 \text{ нам}} \end{aligned} \right\} \quad (7.4)$$

где $I_{1 \text{ нам}}$ и $I_{2 \text{ нам}}$ — токи намагничивания трансформаторов тока ТА1 и ТА2. Подставляя эти значения вторичных токов в выражение (7.2), получаем:

$$I_D = I_{II} K_I - I_{1 \text{ нам}} - I_{II} K_I + I_{2 \text{ нам}},$$

откуда

$$I_D = I_{2 \text{ нам}} - I_{1 \text{ нам}}. \quad (7.5)$$

Таким образом, в условиях прохождения по защищаемой линии тока внешнего КЗ ток в реле дифференциальной защиты равен разности токов намагничивания ТТ.

Из выражений (7.2) и (7.5) следует, что, если при прохождении по защищаемой линии тока нагрузки или внешнего КЗ вторичные токи трансформаторов тока ТА1 и ТА2 не равны друг другу, т. е. $I_1 \neq I_2$, то $I_D \neq 0$ и в реле проходит ток небаланса:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{нб}} &= I_1 - I_2 \\ \text{или} \\ I_{\text{нб}} &= I_{2 \text{ нам}} - I_{1 \text{ нам}} \end{aligned} \right\} \quad (7.6)$$

Токи небаланса возникают из-за погрешностей ТТ в коэффициенте трансформации или по углу, приводящих к неравенству вторичных токов ТТ, соединенных в дифференциальную схему.

Для того чтобы дифференциальная защита не сработала ложно от токов небаланса, ток срабатывания защиты должен быть больше максимального значения тока небаланса при внешнем КЗ

$$I_{\text{с.з}} = k_n I_{\text{нб, макс}}, \quad (7.7)$$

где k_n — коэффициент надежности отстройки, больший единицы; $I_{\text{нб, макс}}$ — максимальное значение тока небаланса при внешнем КЗ.

На рис. 7.8, б показаны первичные и вторичные токи при КЗ на защищаемой линии в условиях одностороннего питания от подстанции А. Как видно в этом случае, ток КЗ проходит только через ТА1. По первичной обмотке ТА2 ток не проходит и поэтому вторичного тока I_2 нет.

Вторичный ток $I_1 = I_{II} K_I$, подходя к точке а, разветвляется по двум параллельным ветвям, одной из которых является обмотка реле КА, а другой — вторичная обмотка ТА2. Однако поскольку сопротивление вторичной обмотки трансформатора тока, находящегося в режиме холостого хода, во много раз больше сопротивления

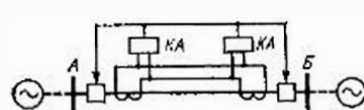


Рис. 7.9. Принцип выполнения продольной дифференциальной защиты линий

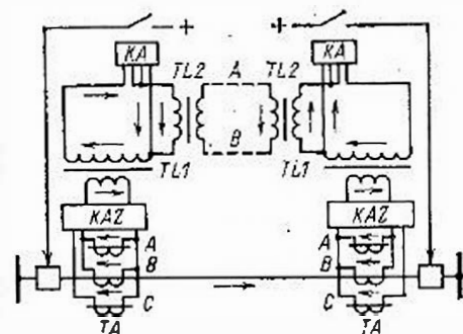


Рис. 7.10. Структурная схема продольной дифференциальной защиты линий

обмотки реле, то практически весь ток I_1 замыкается через реле. Таким образом,

$$I_D = I_1 = I_{II} K_I, \quad (7.8)$$

т. е. в реле проходит полный ток КЗ, под воздействием которого защита срабатывает и производит отключение поврежденной линии.

На рис. 7.8, в показаны первичные и вторичные токи при КЗ на защищаемой линии в условиях двустороннего питания места КЗ от подстанций А и Б. В этом случае первичные токи I_{IK} и I_{IIK} проходят к месту КЗ в одном и том же направлении от шин в линию. Поэтому токи в первичной и вторичной обмотках трансформатора тока ТА2 имеют по сравнению с рис. 7.8, а обратное направление. В этом случае ток в реле согласно соотношению (7.2) равен:

$$I_D = I_1 - (-I_2) = I_1 + I_2$$

или

$$I_D = I_{IK} K_I + I_{IIK} K_I = I_{II} K_I. \quad (7.9)$$

Таким образом, и в случае двустороннего питания в реле дифференциальной защиты проходит полный ток, приходящий к месту КЗ. Выражения (7.8) и (7.9) показывают, что дифференциальная защита, реагируя на полный ток КЗ, обладает высокой чувствительностью. Коэффициент чувствительности дифференциальной защиты определяется по формуле

$$k_{\text{ч}} = I_{\text{н, мин}} / I_{\text{с.з}}, \quad (7.10)$$

где $I_{\text{н, мин}}$ — минимальное значение тока при КЗ на защищаемой линии; $I_{\text{с.з}}$ — ток срабатывания дифференциальной защиты.

Участок, ограниченный трансформаторами тока, называется зоной действия продольной дифференциальной защиты. Одна из особенностей выполнения продольной дифференциальной защиты линий состоит в том, что для отключения линии с двух сторон необходимо включать в дифференциальную схему не одно, а два реле: одно на подстанции А и второе на подстанции Б (рис. 7.9). Каждое из указанных реле действует на отключение выключателя защищаемой линии со стороны своей подстанции. Включение двух реле приводит к снижению чувствительности защиты, так как в каждом реле будет проходить только часть полного тока КЗ.

В СССР разработана, выпускается промышленностью и используется для защиты линий длиной до 10—12 км продольная дифференциальная защита типа ДЗЛ [2].

Принципиальная схема продольной дифференциальной защиты линий электропередачи приведена на рис. 7.10. Эта схема отличается от ранее рассмотренных схем продольной дифференциальной защиты рядом особенностей.

1. В схеме на рис. 7.10 установлен фильтр тока КАЗ, к которому присоединены токовые цепи от трансформаторов тока всех фаз. На выходе фильтра формируется значение, пропорциональное сумме токов двух симметричных составляющих $I_1 + kI_2$ (описание подобного фильтра приведено ниже в § 7.8). С помощью одного реле, подключаемого на выход фильтра, можно обеспечить защиту от всех видов КЗ.

2. Промежуточные трансформаторы ТЛ1 уменьшают ток, поступающий от фильтра КАЗ к имеющим большое сопротивление (100 Ом и более) соединительным проводам, и тем самым снижают нагрузку на ТТ.

3. Цепи реле отделены от соединительных проводов раздельными изолирующими трансформаторами ТЛ2, благодаря чему исключается появление в цепях реле высоких напряжений, наводимых в жилах соединительного кабеля при прохождении токов КЗ по защищаемой линии или возникающих в них по любым другим причинам.

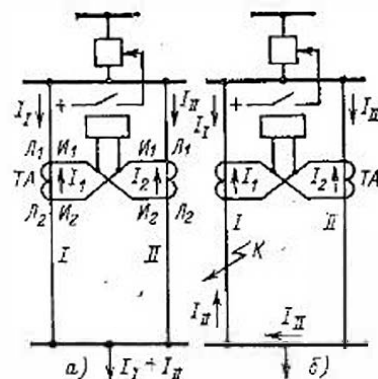
Еще одной особенностью схемы продольной дифференциальной защиты линий электропередачи является наличие в ней специального устройства контроля исправности соединительных проводов, позволяющего повысить надежность защиты, предотвращая ее неравномерную работу при повреждениях соединительных проводов (обрывах, коротких замыканиях между жилами и замыканиях на землю одного из проводов). В зависимости от характера неисправности соединительных проводов устройство контроля автоматически выводит защиту из действия или подает сигнал, получив который, оперативный персонал отключает защиту вручную [2].

7.4. ТОКОВАЯ ПОПЕРЕЧНАЯ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЗАЩИТА ДВУХ ПАРАЛЛЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Токровая поперечная дифференциальная защита применяется для параллельных линий, присоединенных к шинам подстанции через один общий выключатель и имеющих равные сопротивления. Упрощенная принципиальная схема токовой поперечной дифференциальной защиты показана на рис. 7.11. Вторичные обмотки трансформаторов тока ТА, установленных на каждой линии, соединяются между собой проводами на разность токов. Для этого начало вторичной обмотки u_1 трансформатора тока линии I соединяется с концом вторичной обмотки u_2 трансформатора тока линии II, а конец вторичной обмотки u_2 трансформатора тока линии I — с началом вторичной обмотки u_1 трансформатора тока линии II. Параллельно вторичным обмоткам трансформаторов тока включается то-

Рис. 7.11. Принцип действия токовой поперечной дифференциальной защиты:

а — прохождение токов в нормальном режиме;
б — то же при КЗ на линии I



ковое реле мгновенного действия типа РТ-40.

Проведя анализ токораспределения в схеме поперечной дифференциальной защиты, можно установить, что ток в реле равен разности вторичных токов трансформаторов тока первой и второй линий, т. е.

$$I_p = \dot{I}_1 - \dot{I}_2. \quad (7.11)$$

В нормальных условиях, когда по линиям проходят равные по значению токи нагрузки, а также при КЗ на шинах приемной подстанции или за ее пределами (рис. 7.11, а) $\dot{I}_1 = \dot{I}_2$, и поскольку коэффициенты трансформации трансформаторов тока выбираются одинаковыми, то вторичные токи также равны $\dot{I}_1 = \dot{I}_2$ и, следовательно, $I_p = 0$.

Практически разность вторичных токов $\dot{I}_1 - \dot{I}_2$ не равна нулю, и в реле проходит небольшой ток, также называемый током небаланса. Ток небаланса в схеме поперечной дифференциальной защиты вызывается некоторым неравенством первичных токов I_1 и I_2 и погрешностями ТТ.

При возникновении повреждения на одной из линий, например в точке К на линии I, как показано на рис. 7.11, б, токораспределение изменится, токи \dot{I}_1 и \dot{I}_2 не будут равны друг другу и через реле будет проходить ток, равный разности вторичных токов. Если значение тока, проходящего через реле, превысит ток срабатывания, то защита подействует на отключение выключателя защищаемых линий. При КЗ на шинах приемной подстанции и за ее пределами, когда по линиям проходят сквозные токи, защита работать не будет.

Таким образом, рассматриваемая токовая поперечная дифференциальная защита имеет ограниченную зону действия и поэтому может выполняться без выдержки времени, что является ее основным достоинством. Для того чтобы защита не подействовала неправильно при прохождении по линиям токов нагрузки и особенно тока внешнего КЗ, ток срабатывания защиты устанавливается больше максимального тока небаланса и определяется по формуле (7.12).

Если повреждение произошло на одной из линий вблизи или противонаправленной подстанции, то значения токов \dot{I}_1 и \dot{I}_2 будут близки; разность их будет меньше тока срабатывания реле, и защита не подействует. Другая линия вблизи или противонаправленной подстанции, при повреждении на которой защита не работает, называется мертвой линией, которая тем не менее, при малом токе срабатывания защиты в час большие ток КЗ. На линиях с односторон-

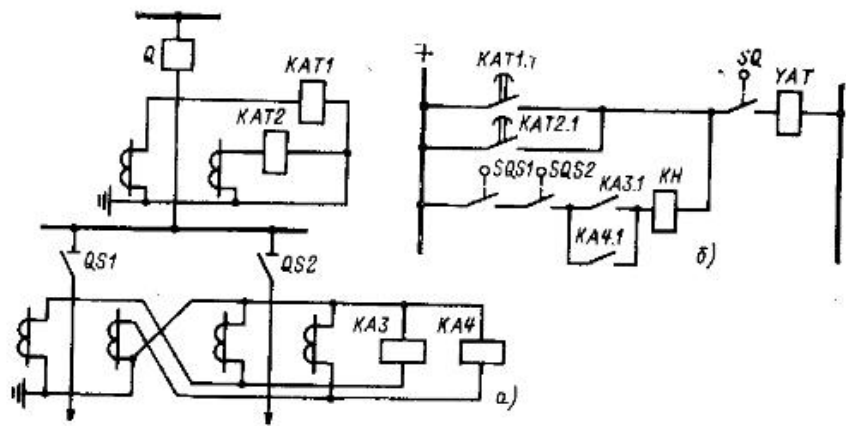


Рис. 7.12. Принципиальная схема защиты параллельных линий, присоединенных к шинам подстанции через общий выключатель:
а — токовые цепи; б — цепи оперативного тока

ним питанием токовая поперечная дифференциальная защита устанавливается только со стороны источника питания, а на линиях с двусторонним питанием — с обеих сторон линии.

Полная схема защиты параллельных линий, присоединенных к шинам через общий выключатель, приведена на рис. 7.12. При возникновении КЗ на одной из линий токовая поперечная дифференциальная защита отключает общий выключатель обеих линий. Для восстановления питания потребителя поврежденная линия выводится в ремонт отключением ее разъединителя, а неповрежденная включается обратно в работу.

В режиме работы только одной линии токовая поперечная дифференциальная защита должна быть отключена, что производится разрывом цепи оперативного тока на вспомогательных контактах *SQS1* и *SQS2* разъединителей, как показано на рис. 7.12, или вручную. Недостатком токовой поперечной дифференциальной защиты является наличие «мертвой зоны», что требует установки дополнительной защиты для отключения повреждений, возникающих в «мертвой зоне», а также на шинах противоположной подстанции. В качестве такой защиты применяется обычно максимальная токовая защита.

7.5. НАПРАВЛЕННАЯ ПОПЕРЕЧНАЯ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЗАЩИТА ДВУХ ПАРАЛЛЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Для параллельных линий, присоединяемых к шинам через самостоятельные выключатели, нужна защита, которая могла бы выбирать и отключать только одну поврежденную линию. Таким свойством обладает направленная поперечная дифференциальная защита [30].

Упрощенная принципиальная схема направленной поперечной дифференциальной защиты приведена на рис. 7.13. Защита состоит

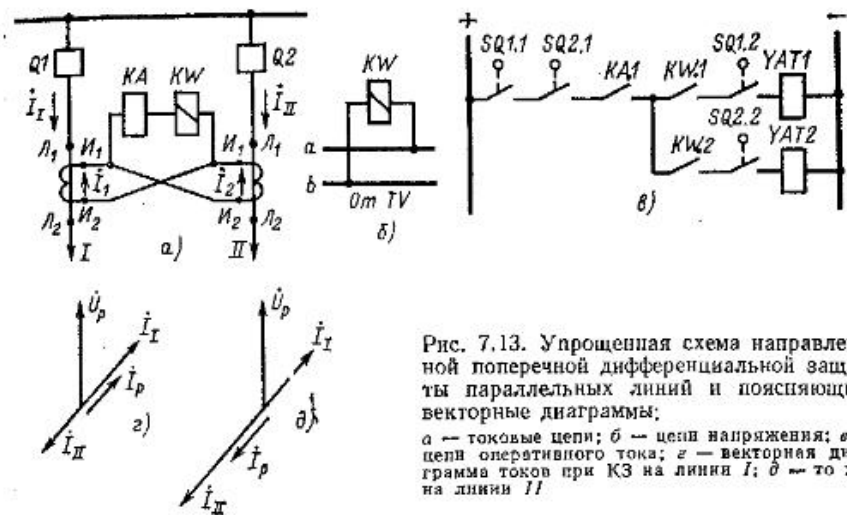


Рис. 7.13. Упрощенная схема направленной поперечной дифференциальной защиты параллельных линий и поясняющие векторные диаграммы:
а — токовые цепи; б — цепи напряжения; в — цепь оперативного тока; г — векторная диаграмма токов при КЗ на линии I; д — то же на линии II

из пускового органа *KA*, обычно осуществляемого токовыми реле, включаемыми так же, как в токовой поперечной дифференциальной защите, и органа направления мощности *KW*, включенного на разность токов защищаемых линий и на напряжение шина подстанции. Оперативный ток подается на реле защиты через последовательно соединенные вспомогательные контакты выключателей защищаемых линий, для того чтобы защита автоматически выводилась из действия при отключении одной из линий во избежание ее неселективного действия при внешнем КЗ.

В качестве органа направления мощности используются те же реле направления мощности, что и в схемах максимальных направленных защит, включаемые по схемам табл. 7.1. Как известно, значение и знак вращающего момента у реле направления мощности зависят от значения тока, напряжения и угла между ними. Напряжение, подводимое к реле, меняется только по значению в зависимости от удаленности места КЗ от шин подстанции, где установлена защита.

В то же время ток, подводимый к реле, изменяется не только по значению. В зависимости от того, на какой из линий произошло повреждение, изменяется также и направление прохождения тока через реле направления мощности (см. рис. 7.13, г и д).

Так, при повреждении на линии I ток в линии I будет больше тока в линии II, и поэтому их разность, т. е. ток в реле, будет иметь такое же направление, как и ток в линии I. В результате реле направления мощности замкнет контакт *KW.1* и защита отключит поврежденную линию I.

При повреждении на линии II ток КЗ в линии II будет больше тока в линии I и, следовательно, их разность, т. е. ток в реле, изменит направление на противоположное. При этом знак вращающего момента реле направления мощности также изменится на про-

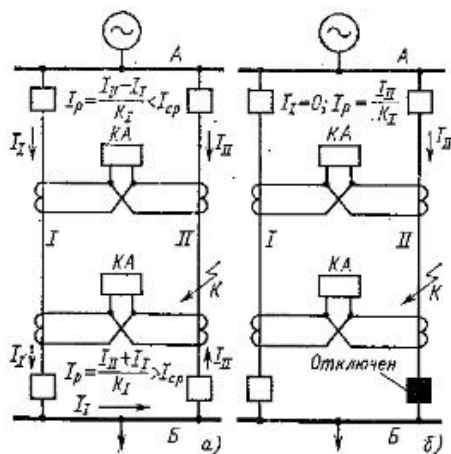


Рис. 7.14. Каскадное действие направленной поперечной дифференциальной защиты:
 а — действует защита со стороны приемной подстанции; б — после отключения выключателя на приемной подстанции действует защита на питающей подстанции

тнвоположный и реле, замкнув контакт КВ.2, обеспечит действие защиты на отключение поврежденной линии II.

Ток срабатывания пусковых токовых реле выбирается по двум условиям:

1) защита не должна действовать ложно от токов

небаланса нормального режима и при внешнем КЗ, т. е. ток срабатывания должен удовлетворять уравнению (7.7);

2) защита не должна действовать ложно от максимального тока нагрузки в режиме, когда на одном конце включены выключатели обеих линий, а на другом — только одной линии, что имеет место при операциях по включению и отключению линий. Для выполнения указанного требования ток срабатывания защиты должен удовлетворять формулам (6.13), (6.14).

Направленная поперечная дифференциальная защита так же, как и токовая поперечная дифференциальная защита, имеет «мертвую зону» при повреждениях вблизи шин противоположной подстанции. При возникновении КЗ в этой зоне направленная поперечная дифференциальная защита не отказывает в действии, как токовая, а действует каскадно.

Так, при повреждении в точке К на линии II вблизи шин подстанции Б (рис. 7.14) токи I_I и I_{II} будут близки по величине и токораспределение будет таким, как показано на рис. 7.14, а. При этом значения токов, проходящих в реле, будут равны:

$$\text{на подстанции А } I_p = \frac{I_{II} - I_I}{K_I} < I_{c.p.}$$

$$\text{на подстанции Б } I_p = \frac{I_{II} + I_I}{K_I} > I_{c.p.}$$

В результате защита на подстанции А действовать не будет, а на подстанции Б подействует и отключит выключатель поврежденной линии II. После отключения выключателя линии II со стороны подстанции Б токораспределение изменится и станет таким, как показано на рис. 7.14, б. Прохождение тока КЗ по линии I прекращается, вследствие чего ток в реле защиты подстанции А становится равным полюму току КЗ, проходящему по линии II. Защита при этом сработает и отключит выключатель линии II, чем будет полностью ликвидировано КЗ на этой линии.

Участки линий вблизи шин подстанций, при повреждении на которых направленная поперечная дифференциальная защита действует каскадно, называются зоной каскадного действия. Наличие зоны каскадного действия является недостатком защиты, так как приводит к увеличению времени отключения КЗ в 2 раза.

Направленная поперечная дифференциальная защита, так же как максимальная направленная защита, имеет «мертвую зону» органа направления мощности при близких трехфазных КЗ, что также является ее недостатком.

К недостаткам защиты следует также отнести то, что при сложном виде повреждения — обрыве фазы с односторонним КЗ она отключит обе параллельные линии: поврежденную (на подстанции, в направлении которой существует КЗ) и неповрежденную (на подстанции, в направлении которой существует обрыв поврежденной фазы).

7.6. ДИСТАНЦИОННАЯ ЗАЩИТА

Принцип действия, виды и характеристики дистанционной защиты. В сетях с двумя и более источниками питания максимальная направленная защита не обеспечивает селективности действия. Так, например, в сети, показанной на рис. 7.15, при КЗ в точке К1 на линии I (рис. 7.15, а) приходят в действие максимальные направленные защиты 1 и 2 поврежденной линии I и защита 3 неповрежденной линии II. Защита 4 в действие не приходит, так как ток КЗ, проходящий по линии II, направлен к шинам подстанции Б. В рассматриваемом случае для селективного отключения только поврежденной линии I необходимо, чтобы защита 2 имела выдержку времени меньше, чем защита 3, т. е. $t_2 < t_3$.

В то же время при КЗ в точке К2 на линии II (рис. 7.15, б), когда приходят в действие защиты 3 и 4 поврежденной линии II и защита 2 неповрежденной линии I, возникает противоположное требование, чтобы защита 3 имела выдержку времени меньше, чем защита 2, т. е. $t_3 < t_2$.

Выполнение этих несовместимых требований с помощью максимальной направленной защиты не представляется возможным. Для защиты сетей с более сложной схемой и несколькими источниками питания используется более сложная дистанционная защита, не имеющая указанных недостатков. Дистанционной называется защита, выдержка времени которой автоматически

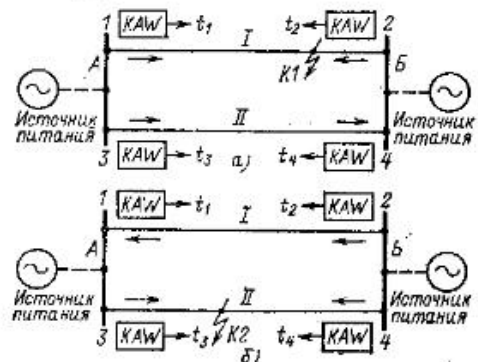


Рис. 7.15. Максимальная направленная защита не обеспечивает селективности в кольцевой сети с двусторонним питанием

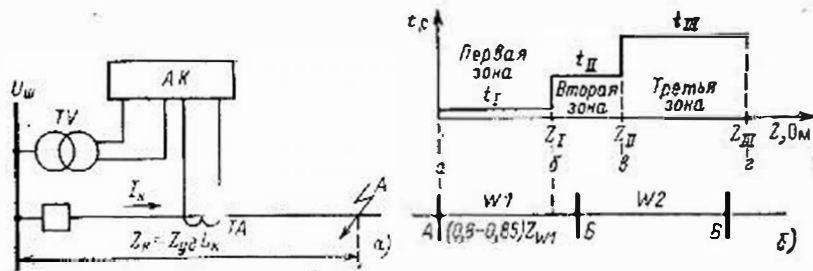


Рис. 7.16. Принцип действия (а) и характеристика (б) дистанционной защиты

изменяется в зависимости от удаленности места КЗ от места установки защиты. Определение удаленности до места КЗ производится дистанционной защитой путем измерения сопротивления, которое определяется сравнением значения остаточного напряжения на шинах, где установлена защита, и значения тока КЗ, проходящего по защищаемой линии.

Так, если при КЗ в точке А (рис. 7.16, а) по защищаемой линии проходит к месту КЗ ток I_k , то напряжение на шинах подстанции будет равно падению напряжения в сопротивлении участка линии Z_k от шин подстанции до точки А:

$$U_{ш} = I_k Z_k.$$

Отношение остаточного напряжения на шинах к току, проходящему по защищаемой линии, равно сопротивлению участка линии до места КЗ:

$$\frac{U_{ш}}{I_k} = \frac{I_k Z_k}{I_k} = Z_k.$$

Сопротивление линии или ее участка можно выразить через удельное сопротивление на 1 км $Z_{уд}$ и расстояние до места КЗ на линии L_k :

$$Z_k = Z_{уд} L_k.$$

Следовательно, отношение остаточного напряжения на шинах к току КЗ, проходящему по защищаемой линии:

$$\frac{U_{ш}}{I_k} = Z_{уд} L_k$$

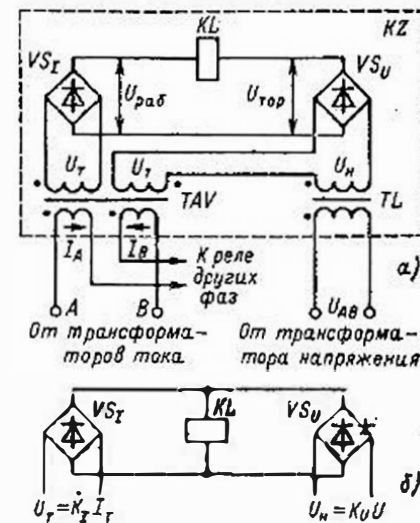
пропорционально расстоянию (дистанции) L_k от места установки защиты до места КЗ.

Основным органом дистанционной защиты АК является реле сопротивления, которое, измеряя сопротивление линии до места КЗ, определяет, на каком участке произошло повреждение и совместно с другими органами защиты обеспечивает ее действие с необходимой выдержкой времени.

В СССР используются реле полного сопротивления, реагирующие на полное сопротивление линии Z.

Зависимость выдержки времени дистанционной защиты от сопротивления (или расстояния) до места КЗ называется характери-

Рис. 7.17. Упрощенная принципиальная схема направленного реле сопротивления на выпрямленных токах: а — на равновесии напряжений; б — на циркулирующих токах



стикой времени срабатывания защиты. Существуют три вида характеристики: наклонная, комбинированная и ступенчатая [1, 2]. В СССР обычно изготавливаются и используются дистанционные защиты со ступенчатыми характеристиками.

Как видно из рис. 7.16, б, ступенчатая характеристика состоит из нескольких участков (обычно двух или трех), называемых зонами: участок а—б является первой зоной, б—в — второй, в—г — третьей. Каждой зоне соответствует ступень выдержки времени t_I , t_{II} , t_{III} , неизменная в пределах своей зоны. Обычно дистанционные защиты действуют в первой зоне без выдержки времени, т. е. $t_I = 0$. При КЗ на участке б—в, т. е. в пределах второй зоны, когда реле сопротивления измеряет сопротивление от Z_I до Z_{II} , т. е. больше Z_I , выдержка времени защиты автоматически увеличивается и защита действует с выдержкой времени t_{II} , большей t_I . Аналогично при КЗ на участке в—г, т. е. в пределах третьей зоны, когда реле сопротивления измеряет сопротивление от Z_{II} до Z_{III} , защита действует с еще большей выдержкой времени t_{III} . Таким образом, чем больше сопротивление до места КЗ, тем с большей выдержкой времени действует дистанционная защита.

Первая зона защиты (см. рис. 7.16, б), как правило, настраивается на 80—85 % длины защищаемой линии W1. Большой охват линии недопустим, так как из-за погрешностей трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и самого реле сопротивления защита может сработать при КЗ на смежной линии W2.

Конец линии W1, шины подстанции В и часть линии W2 охватывает вторая зона. Третья зона охватывает линию W2 для резервирования на случай отказа ее защиты или выключателя.

Реле полного сопротивления на выпрямленных токах. На рис. 7.17, а приведена упрощенная принципиальная схема реле сопротивления KZ, которая называется схемой сравнения абсолютных значений двух электрических величин на равновесии напряжений. Схема состоит из магнитоэлектрического реле KL, обмотка которого включена на разность выпрямленных напряжений $U_{раб}$ и $U_{тор}$, образуемых на выходе выпрямителей VS_I и VS_U . К выпрямителям подводятся напряжения от трансформатора TAV и трансформатора TL.

К первичным обмоткам трансреактора подводятся токи от ТТ защищаемой линии, например i_A и i_B , которые проходят по первичным обмоткам в противоположных направлениях. Поэтому напряжения на вторичных обмотках трансреактора \dot{U}_T пропорциональны разности этих токов, которая обозначается i_T . Таким образом,

$$\dot{U}_T = \dot{I}_A - \dot{I}_B \text{ и } \dot{U}_T = K_I i_T,$$

где K_I — отношение тока в первичной обмотке к напряжению на вторичных обмотках трансреактора.

Напряжение \dot{U}_T подводится к выпрямителю VS , и его выпрямленное значение обозначается $U_{раб}$. Обмотка магнитоэлектрического реле KL включается по полярности так, чтобы ток, создаваемый в ней напряжением $U_{раб}$, действовал на замыкание контактов реле. Поэтому напряжение $U_{раб}$ называется рабочим. К трансформатору напряжения TL подводится междуфазное напряжение (при включении реле на разность токов $i_A - i_B$ подводится напряжение \dot{U}_{AB}). Последовательно с вторичной обмоткой TL включена встречно вторая вторичная обмотка трансреактора TAV . Поэтому результирующее напряжение

$$\dot{U}_H = K_U \dot{U} - K_I \dot{U}_T,$$

где K_U — коэффициент трансформации трансформатора TL . Напряжение \dot{U}_H подводится к выпрямителю VSU , и его выпрямленное значение обозначается $U_{тор}$. При принятой полярности включения реле KL напряжение $U_{тор}$ создает в его обмотке ток, действующий на размыкание контактов реле. Поэтому напряжение $U_{тор}$ называется тормозным.

Ток в обмотке реле определяется соотношением

$$I_p = k (|\dot{U}_T| - |\dot{U}_H|)$$

или

$$I_p = k (|K_I i_T| - |K_U \dot{U} - K_I i_T|). \quad (7.12)$$

В нормальном режиме, когда по линии проходит ток нагрузки и напряжение на шинах подстанции имеет нормальное значение $|\dot{U}_H| > |\dot{U}_T|$, $U_{тор} > U_{раб}$ и в обмотке реле KL проходит ток, действующий на размыкание контактов реле.

При возникновении КЗ ток в защищаемой линии резко возрастает, а напряжение на шинах подстанции понижается, что приводит к увеличению $|\dot{U}_T|$ и $U_{раб}$ и уменьшению $|\dot{U}_H|$ и $U_{тор}$. Если при этом $|\dot{U}_T| > |\dot{U}_H|$ и соответственно $U_{раб} > U_{тор}$, то ток в обмотке реле KL изменит направление на противоположное, и если его значение превысит ток срабатывания, то оно сработает и защита подействует на отключение поврежденной линии.

Реле находится на грани срабатывания, когда $|\dot{U}_T| = |\dot{U}_H|$ или

$$|K_I i_T| = |K_U \dot{U} - K_I i_T|;$$

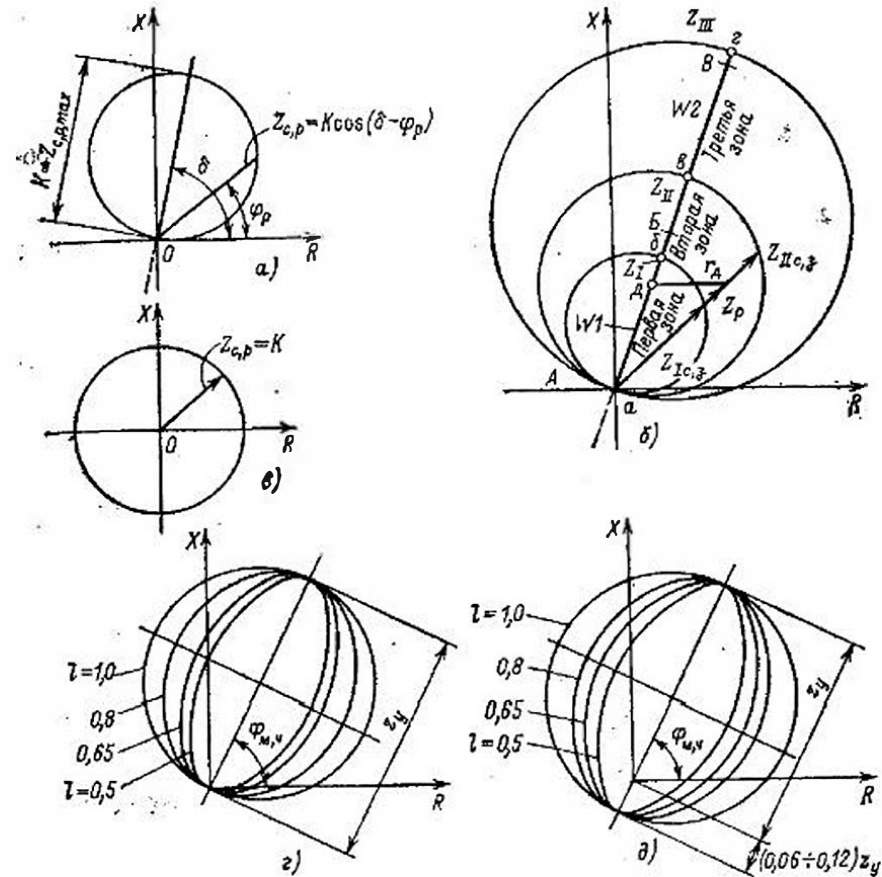


Рис. 7.18. Характеристики реле сопротивления: а — характеристика направленного реле сопротивления в координатах R, X ; б — характеристика дистанционной трехступенчатой защиты с направленным реле сопротивления; в — характеристика направленного реле сопротивления; г — характеристика направленного реле сопротивления эллиптической формы без смещения; д — то же со смещением; l — отношение осей эллипса

поделив оба члена уравнения на $|K_U \dot{U}|$, получим:

$$\left| Z_{с,р} - \frac{K_I}{K_U} \right| = \left| \frac{K_I}{K_U} \right|, \quad (7.13)$$

где

$$\frac{\dot{U}}{i_T} = Z_{с,р}.$$

Формула (7.13) является уравнением окружности с диаметром, равным $2 \left| \frac{K_I}{K_U} \right|$, которая в осях R, X проходит через начало координат (рис. 7.18, а).

Таким образом, рассмотренное реле является направленным реле полного сопротивления. На этом принципе выполняются реле

сопротивления, входящие в комплект дистанционной защиты ДЗ-2. Сопротивление срабатывания этого реле не является постоянным и зависит от угла между током и напряжением φ_p . При $\varphi_p = \delta - \varphi_p = 0$ и, следовательно, $\cos(\delta - \varphi_p) = 1$. При этом

$$Z_{c, p} = Z_{c, p, \max} = K. \quad (7.14)$$

Известно, что полное сопротивление Z состоит из активного сопротивления R и реактивного X и что

$$Z^2 = R^2 + X^2 \text{ или } Z = \sqrt{R^2 + X^2}.$$

Поэтому характеристику реле полного сопротивления удобно изображать графически, откладывая R по горизонтальной и X по вертикальной осям, как показано на рис. 7.18, а. Здесь $K = Z_{c, p, \max}$ — наибольшее значение сопротивления срабатывания, является диаметром окружности. Угол δ , при котором $Z_{c, p} = Z_{c, p, \max}$, называется углом максимальной чувствительности реле сопротивления. Значение этого угла принимается при конструировании реле равным углу полного сопротивления защищаемых линий. Зона, ограниченная окружностью, является зоной действия реле. Точка O соответствует началу защищаемой линии, и так как характеристика реле располагается в первой четверти, то оно действует только в одном направлении. Реле с такой характеристикой и называется **направленным реле полного сопротивления**.

Из характеристики реле видно, что при $R = 0$ и $X = 0$, т. е. при КЗ в начале линии, $Z_{c, p} = 0$ и, следовательно, реле не работает. Таким образом, направленное реле полного сопротивления имеет «мертвую зону», что является его недостатком.

На рис. 7.18, б приведены характеристики реле полного сопротивления трехступенчатой дистанционной защиты, характеристика времени срабатывания которой показана на рис. 7.16, б. Шины подстанции A , где установлена рассматриваемая защита, расположены в начале координат. Там же расположена точка a , соответствующая началу первой зоны. Линии $W1$ и $W2$ расположены под углом, равным углу их полного сопротивления, который совпадает с углом максимальной чувствительности реле δ . Шины других подстанций, а также зоны защиты имеют те же обозначения, что и на рис. 7.16, б.

Все зоны дистанционной защиты являются направленными и, следовательно, не приходят в действие при КЗ на линии, смежной с линией $W1$, но расположенной влево от подстанции A (рис. 7.16, б). На рис. 7.18, б эта линия расположена в третьей четверти, как показано пунктиром.

На рис. 7.18, б показано, как будет действовать дистанционная защита, если на линии $W1$ возникнет КЗ через переходное сопротивление, например сопротивление электрической дуги. Так, если это КЗ произошло в точке d , расположенной в пределах первой зоны через дугу с сопротивлением R_d , то реле сопротивления замерит сопротивление Z_p , которое больше, чем Z_1 , и попадет во вторую зону.

Поэтому, несмотря на то что физически место КЗ находится в первой зоне, защита будет действовать с выдержкой времени второй ступени.

Промышленностью выпускается также ненаправленное реле сопротивления, которое входит в комплект дистанционной защиты ДЗ-1 и имеет характеристику, приведенную на рис. 7.18, в.

В отличие от рассмотренного направленного реле полного сопротивления ненаправленное реле полного сопротивления выполнено по схеме сравнения абсолютных значений двух электрических величин на циркуляции токов, как показано в упрощенном виде на рис. 7.17, б. Значение и полярность напряжения на обмотке реле KI определяются уравнением

$$U_p = k \left| \dot{K}_I \dot{I}_T - [K_U \dot{U}_n] \right|,$$

откуда сопротивление срабатывания реле равно:

$$Z_{c, p} = \left| \frac{K_I}{K_U} \right| = K. \quad (7.15)$$

Сопротивление срабатывания этого реле является величиной постоянной, не зависящей от угла между током и напряжением. Поэтому в осях R и X характеристика реле изображается окружностью с центром в точке пересечения осей, т. е. в начале координат (рис. 7.18, в), и радиусом, равным K . Точка O соответствует началу защищаемой линии, и так как характеристика располагается во всех четырех четвертях, то реле с такой характеристикой действует при КЗ не только на защищаемой линии, но и на смежных линиях, т. е. является ненаправленным. Поэтому при использовании такого реле в схемах дистанционных защит устанавливается отдельное реле направления мощности, как в схеме максимальной токовой направленной защиты.

Комплект КРС-1 содержит три направленных реле сопротивления с характеристиками, показанными на рис. 7.18, г и д. Как видно из рисунка, характеристика реле может иметь вид окружности или эллипса, проходящих через начало координат (рис. 7.18, г) или охватывающих его (рис. 7.18, д).

Применение эллиптической характеристики облегчает отстройку уставки срабатывания реле сопротивления от нагрузочных режимов на длинных сильно нагруженных линиях электропередачи, когда токи нагрузки соизмеримы с токами КЗ. Благодаря смещению характеристики срабатывания в III квадрант плоскости сопротивлений, показанному на рис. 7.18, д, предотвращается отказ дистанционной защиты, подключенной к ТН, установленному на защищаемой линии электропередачи, при включении последней на трехфазную короткую.

Направленное реле сопротивления на индукционной системе. В эксплуатации широко применяются реле сопротивления, выполненные на индукционной системе, аналогичной по конструкции реле направления мощности (см. рис. 3.27). Упрощенная схема такого реле приведена на рис. 7.19. На четырехполюсном магнитопроводе расположены две обмотки: поляризующая ω_n и рабочая ω_p . К об-

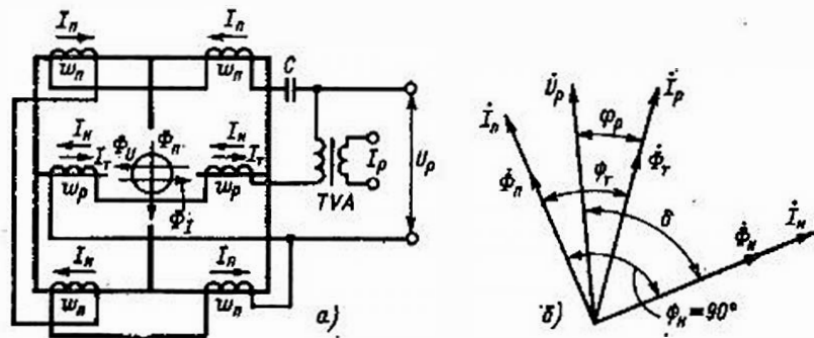


Рис. 7.19. Упрощенная принципиальная схема направленного реле сопротивления индукционной системы:

а — схема реле; б — векторная диаграмма

мотке w_n с последовательно включенным конденсатором C подводится напряжение U_p , поэтому ток в этой обмотке I_n и создаваемый им магнитный поток Φ_n пропорциональны напряжению, подводимому к реле, причем I_n опережает U_p на 90° . К обмотке w_p также подводится напряжение U_p , но последовательно с ней включена вторичная обмотка TVA специального трансформатора, называемого трансреактором, к первичной обмотке которого подводится ток I_p . Поэтому в рабочей обмотке проходят ток I_n , пропорциональный напряжению U_p и отстающий от него на угол $60-90^\circ$, и ток I_p , пропорциональный току I_p . Соответственно рабочая обмотка создает два магнитных потока: Φ_U , пропорциональный напряжению U_p , и Φ_I , пропорциональный току I_p (рис. 7.19, б).

Таким образом, ротор реле пронизывают три магнитных потока: Φ_I , Φ_U , Φ_n . Как известно, вращающий момент на роторе реле индукционной системы определяется выражением (см. § 3.3):

$$M_{np} = k\Phi_1\Phi_2 \sin \psi,$$

где Φ_1 и Φ_2 — магнитные потоки, пронизывающие ротор реле; ψ — угол между этими магнитными потоками.

В рассматриваемом реле на ротор подвижной системы действуют два вращающих момента: первый от взаимодействия магнитных потоков токовой обмотки Φ_I и поляризующей обмотки Φ_n , равный:

$$M_I = k_1\Phi_I\Phi_n \sin \psi_T, \quad (7.16)$$

и второй от взаимодействия магнитных потоков обмотки напряжения Φ_U и поляризующей обмотки Φ_n , равный:

$$M_U = k_2\Phi_U\Phi_n \sin \psi_n. \quad (7.17)$$

Магнитные потоки Φ_I и Φ_U между собой не взаимодействуют и вращающего момента не создают, так как между ними нет пространственного сдвига (рис. 7.19, а).

В выражении (7.16) магнитный поток Φ_I пропорционален току I_p , магнитный поток Φ_n — напряжению U_p , а угол между этими магнитными потоками равен (рис. 7.19, б):

$$\psi_T = 90^\circ - (\delta - \varphi_p).$$

Синус дополнительного угла равен:

$$\sin [90^\circ - (\delta - \varphi_p)] = \cos (\delta - \varphi_p).$$

Подставляя эти значения в выражение (7.16), получаем формулу для вращающего момента

$$M_I = k_3 I_p U_p \cos (\delta - \varphi_p). \quad (7.18)$$

Момент M_I , образованный взаимодействием токовой и поляризующей обмоток, часто называют моментом от тока, хотя момент M_I , как видно из формулы (7.18), пропорционален и току, и напряжению.

В выражении (7.17) магнитные потоки Φ_U и Φ_n пропорциональны напряжению U_p , а угол между ними благодаря наличию конденсатора C $\psi_n = 90^\circ$.

Подставляя эти величины в выражение (7.17) и учитывая, что $\sin 90^\circ = 1$, получаем формулу для вращающего момента от напряжения

$$M_U = k_4 U_p^2. \quad (7.19)$$

Вращающий момент от тока M_I направлен в сторону замыкания, а вращающий момент от напряжения M_U — в сторону размыкания контактов реле. Поэтому при отсутствии повреждений, когда напряжение на шинах подстанции имеет нормальное значение, а по защищаемой линии проходит ток нагрузки, вращающий момент от напряжения превышает вращающий момент от тока $M_U > M_I$ и реле держит контакт в разомкнутом положении. При возникновении КЗ на защищаемой линии ток в линии резко возрастет, напряжение на шинах подстанции понизится. В результате момент от напряжения уменьшится, а момент от тока возрастет, и если он превысит момент от напряжения, то реле замкнет свой контакт, т. е. сработает.

Реле находится на грани срабатывания, когда $M_U = M_I$ или

$$k_4 U_p^2 = k_3 I_p U_p \cos (\delta - \varphi_p).$$

Поделив обе части уравнения на одну и ту же величину $k_4 I_p U_p$, получим:

$$Z_{c,p} = \frac{k_3}{k_4} \cos (\delta - \varphi_p) \text{ или } Z_{c,p} = K \cos (\delta - \varphi_p). \quad (7.20)$$

Таким образом, из вышеизложенного следует, что рассмотренное реле реагирует на значение полного сопротивления на своих зажимах. В условиях нормального режима, когда $M_U > M_I$ (см. выше), сопротивление на зажимах реле превышает сопротивление срабатывания $Z_p > Z_{c,p}$. Реле срабатывает, когда $M_U \leq M_I$, что соответствует снижению сопротивления на зажимах реле до значения сопротивления срабатывания, т. е. $Z_p \leq Z_{c,p}$.

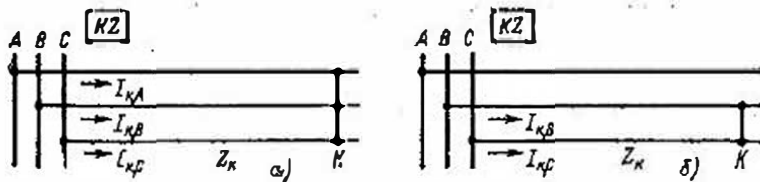


Рис. 7.20. Прохождение токов при трехфазном (а) и двухфазном (б) КЗ на линии

Таким образом, рассмотренное реле является реле полного сопротивления, характеристика которого приведена на рис. 7.18, а.

Схемы включения реле сопротивления. Для дистанционной защиты от междуфазных КЗ используются две схемы включения реле сопротивления. В одной схеме к реле подводятся фазные токи и междуфазные напряжения в следующем сочетании: 1-е реле — ток I_A , напряжение U_{AB} , 2-е реле — ток I_B , напряжение U_{BC} , 3-е реле — ток I_C , напряжение U_{CA} .

Недостатком такой схемы является неодинаковый замер сопротивления от места установки защиты до точки, в которой произошло повреждение при возникновении в этой точке трехфазного и двухфазных КЗ. Так, при трехфазном КЗ в точке К (рис. 7.20, а) по всем фазам и, следовательно, по обмоткам всех трех реле проходят равные токи: $I_K = I_{K,A} = I_{K,B} = I_{K,C}$. Создаваемые этими токами падения напряжения в сопротивлении фаз линии до места КЗ равны друг другу

$$U_{\phi} = I_K Z_K.$$

Междуфазные напряжения, подводимые к реле сопротивления соответственно равны:

$$U_p = \sqrt{3} U_{\phi} = \sqrt{3} I_K Z_K.$$

В результате все три реле сопротивления замерят одинаковые сопротивления, равные:

$$Z_p = \frac{U_p}{I_p} = \frac{\sqrt{3} I_K Z_K}{I_K} = \sqrt{3} Z_K. \quad (7.21)$$

При двухфазных КЗ в той же точке К, например между фазами ВС (рис. 7.20, б), ток $I_K = I_{K,B} = I_{K,C}$ проходит по двум поврежденным фазам и соответственно по обмоткам двух реле. Напряжение между поврежденными фазами U_{BC} , подводимое к реле, обтекаемому током $I_{K,B}$, равно падению напряжения от тока $I_{K,B}$ в сопротивлении фазы В плюс падение напряжения от тока $I_{K,C}$ в сопротивлении фазы С:

$$U_{BC} = I_{K,B} Z_{K,B} + I_{K,C} Z_{K,C}.$$

Поскольку $I_{K,B} = I_{K,C}$ и $Z_{K,B} = Z_{K,C}$, то $U_{BC} = 2I_K Z_K$.

Таким образом,

$$I_p = I_{K,B} = I_{K,C};$$

$$U_p = U_{BC} = 2I_K Z_K.$$

В результате реле сопротивления замерит сопротивление

$$Z_p = \frac{U_p}{I_p} = \frac{2I_K Z_K}{I_K} = 2Z_K. \quad (7.22)$$

Таким образом, реле сопротивления, включенные на фазные токи и междуфазные напряжения, замеряют при двухфазных КЗ сопротивление, большее, чем при трехфазном КЗ в той же точке, в $2/\sqrt{3} = 1,15$ раза, что является недостатком схемы.

Рассмотренная схема применяется в тех случаях, когда различный замер сопротивления при трехфазных и двухфазных КЗ является допустимым, например при использовании реле сопротивления в качестве пусковых органов.

В другой схеме к реле сопротивления подводятся разность фазных токов и междуфазные напряжения в следующем сочетании: 1-е реле — ток $I_A - I_B$, напряжение U_{AB} ; 2-е реле — ток $I_B - I_C$, напряжение U_{BC} ; 3-е реле — ток $I_C - I_A$, напряжение U_{CA} .

При такой схеме включения при трехфазном КЗ напряжение также равно:

$$U_p = \sqrt{3} I_K Z_K.$$

Ток в первом реле равен разности фазных токов I_A и I_B :

$$I_p = I_{K,A} - I_{K,B} = \sqrt{3} I_K,$$

поэтому

$$Z_p = \frac{U_p}{I_p} = \frac{\sqrt{3} I_K Z_K}{\sqrt{3} I_K} = Z_K. \quad (7.23)$$

Два других реле также замеряют Z_K .

При двухфазных КЗ, как было рассмотрено ранее, напряжение, подводимое к реле, равно:

$$U_p = 2I_K Z_K,$$

а ток в реле равен разности токов фаз В и С:

$$I_p = I_{K,B} - I_{K,C} = 2I_K,$$

поэтому

$$Z_p = \frac{U_p}{I_p} = \frac{2I_K Z_K}{2I_K} = Z_K. \quad (7.24)$$

Таким образом, схема включения реле сопротивления на разность фазных токов и междуфазные напряжения обеспечивает одинаковый замер сопротивления до места повреждения при любых видах междуфазных КЗ.

Схемы дистанционных защит. Существует большое количество разнообразных схем дистанционных защит, которые различаются количеством зон, типом пусковых органов (токовый, дистанционный, фильтровый и т. д.) количеством дистанционных органов (омметров) и способом их подключения к цепям тока и напряжения [31, 32].

Структурная схема дистанционной защиты приведена на рис. 7.21. Особенностью этой схемы является то, что для первой и второй зон

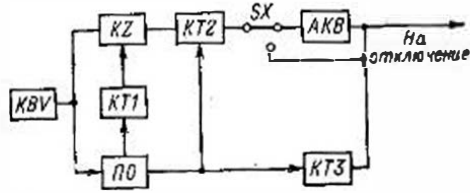


Рис. 7.21. Структурная схема дистанционной защиты

используются одни и те же реле сопротивления дистанционного органа KZ , которые в исходном положении включены с уставкой первой зоны Z_1 , а при возникновении КЗ за ее пределами автоматически переключаются на уставку второй зоны Z_{II} . Пусковой орган $ПО$ одновременно осуществляет третью зону защиты.

Оперативный ток на пусковой и дистанционный органы подается через блокировку от нарушения цепей напряжения KBV (см. § 4.2). Необходимость блокировки определяется следующим. При отключении автоматических выключателей, установленных в цепях трансформатора напряжения, напряжение, подводимое к реле сопротивления, может оказаться значительно ниже нормального, а ток останется прежним. При этом отношение пониженного напряжения к току нагрузки может оказаться меньше сопротивления срабатывания и реле сработает ложно. Для предотвращения таких ложных действий применяется специальная блокировка KBV (см. рис. 4.7), которая при указанных нарушениях цепей напряжения выводит дистанционную защиту из действия и подает предупредительный сигнал персоналу.

Выходные цепи первой и второй зон проходят через специальное устройство AKB , называемое **б л о к и р о в к о й о т к а ч а н и й**, необходимость которого определяется следующим. При нарушении устойчивости параллельной работы электростанций нарушается их синхронная работа и возникает так называемый асинхронный ход, который сопровождается периодическим прохождением по линиям большого тока и одновременным глубоким понижением напряжения на шинах подстанций (т. е. качаниями тока и напряжения) [33]. В этих условиях реле сопротивления может замесить сопротивление меньше уставки и сработать ложно. Поэтому первая и вторая зоны при выдержке времени до 2 с действуют через блокировку от качаний, которая разрешает действие этих зон на отключение только при КЗ и запрещает его при качаниях. При выдержке времени второй зоны 2 с и более ее действие может быть с помощью накладки SX включено помимо блокировки от качаний, так как при таких выдержках времени действие защиты при качаниях становится маловероятным.

При возникновении КЗ в первой зоне срабатывают KZ и AKB , чем создается цепь на отключение без выдержки времени. Пусковой орган $ПО$ при этом также срабатывает, но запускаемое им промежуточное реле $KT1$ и реле времени $KT2$ сработать не успевают.

При возникновении КЗ во второй зоне срабатывают $ПО$ и AKB , а KZ не работает, так как реле замеряет сопротивление, большее уставки первой зоны. Поэтому цепь на отключение пока не создается. При срабатывании $ПО$ запускаются реле времени второй ступени

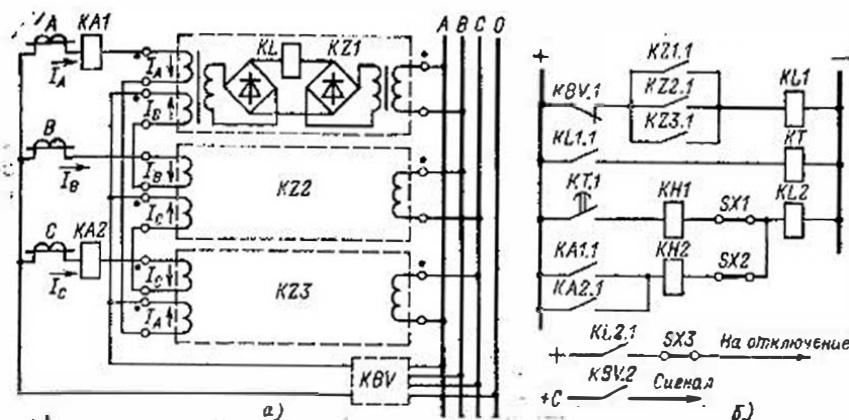


Рис. 7.22. Принципиальная схема одноступенчатой трехсистемной дистанционной защиты в сочетании с токовой отсечкой; а — схема цепей тока и напряжения; б — то же оперативного тока; в — характеристика времени срабатывания

$KT2$ и реле $KT1$. После замедления реле $KT1$ оно срабатывает, переключает уставку реле на вторую зону и одновременно разрывает цепь первой зоны. После переключения уставки реле KZ срабатывает и, когда истекает выдержка времени реле $KT2$, создается цепь на отключение от второй зоны.

При КЗ в третьей зоне срабатывает $ПО$ и запускает $KT1$, $KT2$ и $KT3$. При этом может также срабатывать AKB , но на работу защиты это влияния не оказывает. Реле KZ как до, так и после переключения уставки не срабатывает, так как оно замеряет сопротивление, большее уставок первой и второй зон. Поэтому после истечения выдержки времени реле $KT2$ цепи на отключение от второй зоны не создается. Цепь на отключение создается только от третьей зоны при срабатывании реле $KT3$.

На рис. 7.22 приведена принципиальная схема одноступенчатой трехрелейной (трехсистемной) дистанционной защиты в сочетании с токовой отсечкой.

Схема дистанционной защиты состоит из трех направленных реле полного сопротивления $KZ1$, $KZ2$, $KZ3$, входящих в комплект КРС-1, блокировки от нарушения цепей напряжения KBV , реле времени KT , промежуточных реле $KL1$ и $KL2$, указательного реле $KH1$ и накладок $SX1$. Схема токовой отсечки включает в себя токовые реле $KA1$ и $KA2$, указательное реле $KH2$ и накладку $SX2$. Промежуточное реле $KL2$ и накладка $SX3$ являются общими.

Реле сопротивления включены на разность токов двух фаз и междупазные напряжения. Промежуточное реле $KL1$ предназначено для разгрузки слабых контактов магнитоэлектрических реле, которые используются в качестве реагирующих органов реле сопротивления КРС-1. Характеристика такой защиты приведена на

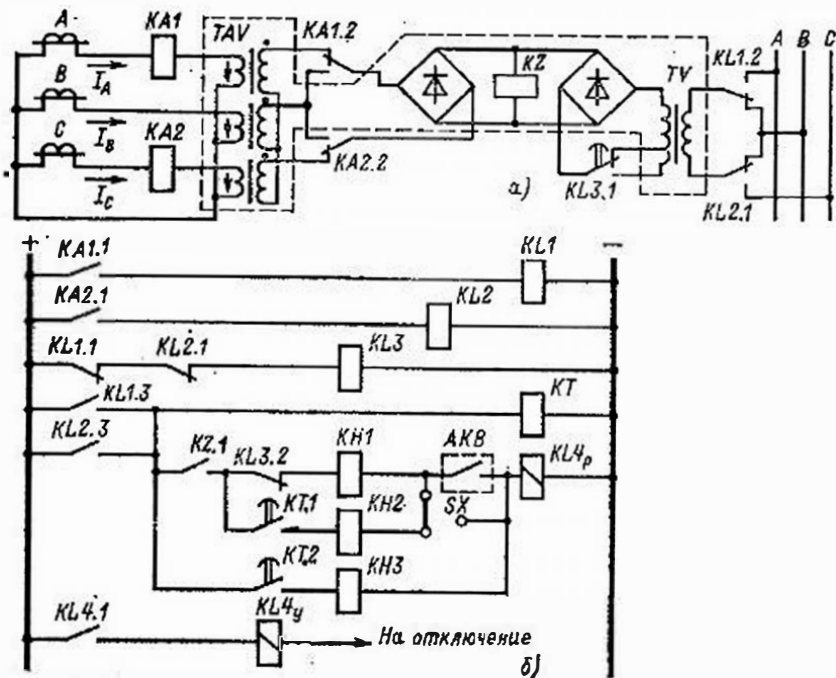


Рис. 7.23. Принципиальная схема односистемной трехступенчатой дистанционной защиты с токовым пусковым органом:
 а — схема цепей тока и напряжения; б — то же оперативного тока

рис. 7.22, в. Здесь отсечка является первой, а дистанционная защита второй зоной. Кроме того, отсечка перекрывает «мертвую зону» дистанционной защиты, которую имеют направленные реле сопротивления.

На рис. 7.23 показана схема односистемной дистанционной защиты с токовым пусковым органом. Особенностью этой схемы является то, что для защиты от всех видов междуфазных КЗ используется только одно реле сопротивления. При этом для правильного действия при различных видах КЗ к реле в момент аварии подводятся токи и напряжения в сочетаниях, обеспечивающих одинаковый замер, равный сопротивлению до места КЗ Z_k .

Переключение, как показано на рис. 7.23, а, производится с помощью промежуточных реле $KL1$ и $KL2$ во вторичных цепях трансреакторов TAV и на первичной стороне трансформатора TV реле сопротивления. В качестве пускового органа в схеме используются токовые реле $KA1$, $KA2$, обмотки которых включены на токи фаз A и C . Токовые реле управляют работой промежуточных реле $KL1$ и $KL2$ (рис. 7.23, б).

При трех- и двухфазных КЗ между фазами A и C срабатывают токовые реле $KA1$ и $KA2$ и соответственно промежуточные реле $KL1$ и $KL2$. При этом к реле сопротивления подводятся ток $I_A - I_C$

и напряжение U_{AC} , что обеспечивает правильный замер сопротивления до места КЗ, равный Z_k .

При двухфазном КЗ между фазами A и B срабатывает только одно токовое реле $KA1$ и соответственно одно промежуточное реле $KL1$. При этом к реле сопротивления подводятся ток $I_A - I_B$ и напряжение U_{AB} , что также обеспечивает замер сопротивления, равного Z_k . Наконец, при двухфазном КЗ между фазами B и C срабатывают реле $KA2$ и $KL2$, подводя к реле сопротивления ток $I_B - I_C$ и напряжение U_{BC} . При этом оно также измеряет сопротивление, равное Z_k .

Промежуточное реле $KL3$ с замедленным на отпадание нормально находится в подтянутом положении и срабатывает при размыкании одного любого или обоих контактов реле $KL1$ и $KL2$, включенных в цепь его обмотки. При отпадании реле $KL3$ производит переключение уставки реле сопротивления на вторую зону и одновременно размыкает цепь отключения первой зоны.

Реле времени KT запускается при срабатывании одного или обоих реле $KL1$ и $KL2$ и создает выдержку времени второй и третьей ступеней защиты. Так как выдержка времени второй ступени создается проскальзывающим контактом реле времени $KT.1$, то выходное промежуточное реле $KL4$ имеет кроме рабочей обмотки $KL4_p$ удерживающую обмотку $KL4_y$, которая обеспечивает необходимую длительность импульса на отключение выключателя. Поскольку защита имеет токовый пусковой орган, она не требует специальной блокировки от нарушения цепей напряжения.

Таким образом, рассмотренная дистанционная защита имеет три зоны, из которых две дистанционные, осуществляемые с помощью только одного дистанционного реле и одна (третья) токовая. Подобная схема защиты обычно используется на линиях 35 кВ.

На линиях 110—220 кВ обычно применяются панели защиты типов ЭПЗ-1636, с помощью которых осуществляется защита от междуфазных КЗ и от КЗ на землю (см. ниже). Панель защиты разделена на два независимых комплекса:

первый комплекс состоит из двухступенчатой (первая и вторая ступени) дистанционной защиты от междуфазных КЗ и четвертой ступени токовой направленной защиты нулевой последовательности от КЗ на землю;

второй комплекс состоит из одноступенчатой (третьей ступени) дистанционной защиты от междуфазных КЗ, токовой отсечки от многофазных повреждений и трехступенчатой (первая, вторая и третья ступени) токовой защиты нулевой последовательности от КЗ на землю.

Панель защиты можно использовать в качестве единой защиты, т. е. основной и резервной защиты линий, либо в качестве резервной защиты линий при наличии отдельной основной.

Расчет уставок дистанционной защиты. Для дистанционной защиты со ступенчатой характеристикой сопротивления срабатывания зон и выдержки времени ступеней определяются на основании следующих соображений.

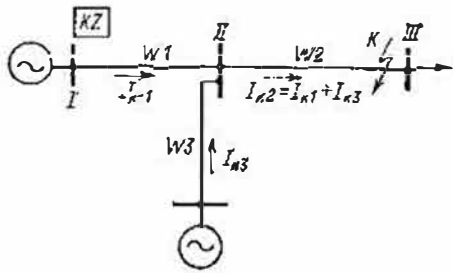


Рис. 7.24. Определение коэффициента токораспределения для дистанционной защиты, установленной на линии W1 подстанции I

Сопротивление срабатывания реле сопротивления первой зоны определяется из условия отстройки от КЗ на шинах противоположной подстанции по формуле

$$Z_{I c, z} = k_n Z_{W1}, \quad (7.25)$$

где $Z_{I c, z}$ — первичное сопротивление срабатывания первой зоны дистанционной защиты; Z_{W1} — сопротивление защищаемой линии; k_n — коэффициент надежности отстройки, учитывающий погрешности реле сопротивления, ТТ и ТН, а также погрешности расчета, принимается равным 0,8—0,85.

При наличии на линии отпайки с выключателем на стороне высшего напряжения отстройка сопротивления срабатывания первой зоны должна производиться от точки подключения отпайки. В этом случае в формулу (7.25) подставляется не Z_{W1} , а Z_{yW} , равное сопротивлению участка линии от места установки защиты до точки подключения отпайки.

Если отпайка не имеет выключателя на стороне высшего напряжения трансформатора, сопротивление срабатывания первой зоны должно отстраиваться от КЗ за трансформатором отпайки по формуле

$$Z_{I c, z} = k_n (Z_{yW} + Z_T), \quad (7.26)$$

где Z_{yW} — сопротивление участка линии до отпайки; Z_T — сопротивление трансформатора отпайки.

Таким образом, для линий с отпайками без выключателей на стороне высшего напряжения трансформаторов должно приниматься меньшее сопротивление срабатывания из определенных по формулам (7.25) и (7.26).

Первая зона двух- и трехступенчатой дистанционной защиты выполняется, как правило, без выдержки времени, т. е. $t_1 = 0$.

Сопротивление срабатывания реле сопротивления второй зоны определяется по следующим условиям:

1. Отстройка от конца первой зоны дистанционной защиты смежных линий — по формуле

$$Z_{II c, z} = k_n (Z_{W1} + k_n k_p Z_{I c, z}), \quad (7.27)$$

где $Z_{II c, z}$ — первичное сопротивление срабатывания второй зоны дистанционной защиты линии W1 (рис. 7.24); Z_{W1} — сопротивление защищаемой линии W1; k_n — коэффициент надежности отстройки, учитывающий погрешности реле сопротивления, ТТ и ТН, а также погрешность расчетов уставок защиты линий W2; принимается равным 0,7—0,8; $Z_{I c, z}$ — сопротивление срабатывания первой зоны дистанционной защиты линии W2; k_p — коэффициент токораспределения, равный:

$$k_p = I_{k2} / I_{k1}, \quad (7.28)$$

где I_{k2} и I_{k1} — токи КЗ, проходящие по линиям W1 и W2 при КЗ в конце линии W2 (рис. 7.24).

В случае, если смежными являются параллельные линии, оснащенные направленной поперечной дифференциальной защитой, при их параллельной работе определяющим условием является отстройка от конца этих линий, определяется по формуле

$$Z_{II c, z} = k_n \left(Z_{W1} + k_p \frac{Z_{W2}}{2} \right), \quad (7.29)$$

где Z_{W2} — сопротивление одной параллельной линии.

2. Отстройка от КЗ за трансформаторами приемной подстанции или трансформаторами отпайки — по формуле:

$$Z_{II c, z} = k_n (Z_{W1} + k_p Z_T), \quad (7.30)$$

где Z_T — сопротивление трансформаторов.

Для отстройки от КЗ за трансформаторами отпайки в формулу (7.30) вместо Z_T нужно подставлять сопротивление участка линии до отпайки, и принимается $k_p = 1$.

Выдержка времени второй ступени принимается на ступень селективности больше выдержки времени тех защит, от которых производилась отстройка сопротивления срабатывания второй зоны:

$$t_{II W1} = t_{I W2} + \Delta t. \quad (7.31)$$

Сопротивление срабатывания пусковых органов определяется из условия отстройки от максимального тока нагрузки и минимального эксплуатационного напряжения на шинах подстанции по формулам:

для ненаправленного реле сопротивления

$$Z_{III c, z} = \frac{U_{min}}{\sqrt{3} I_{n, max} k_n k_p}; \quad (7.32)$$

для направленного реле сопротивления

$$Z_{III c, z} = \frac{U_{min}}{\sqrt{3} I_{n, max} k_n k_p \cos(\delta - \varphi_p)}. \quad (7.33)$$

где $I_{n, max}$ — максимальный ток нагрузки, который может проходить по защищаемой линии; U_{min} — минимальное эксплуатационное напряжение на шинах подстанции, когда по линии проходит максимальный ток нагрузки; δ — угол максимальной чувствительности реле сопротивления; φ_p — угол между $I_{n, max}$ и U_{min} ; k_n — коэффициент надежности отстройки, принимаемый равным 1,2—1,25; k_p — коэффициент возврата реле сопротивления.

Если пусковые органы одновременно осуществляют третью зону защиты, то сопротивление срабатывания должно быть дополнительно согласовано с второй зоной дистанционной защиты смежных линий по формуле (7.27), в которую вместо $Z_{I c, z}$ подставляется $Z_{II c, z}$.

Выдержка времени третьей ступени определяется аналогично второй ступени.

Для дистанционной защиты с токовым пуском ток срабатывания пусковых токовых реле определяется по формулам (6.13) и (6.14) так же, как для максимальной токовой защиты.

Пересчет первичного сопротивления срабатывания на вторичное (сопротивление срабатывания реле) производится по формуле

$$Z_{с,р} = Z_{с,з} \frac{K_I}{K_U} \quad (7.34)$$

где $Z_{с,р}$ — сопротивление срабатывания реле; $Z_{с,з}$ — первичное сопротивление срабатывания; K_I и K_U — коэффициенты трансформации ТТ и ТН.

7.7. ЗАЩИТА ОТ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ

Защита от однофазных коротких замыканий в сети с заземленными нулевыми точками трансформаторов. Максимальная токовая защита от однофазных КЗ в большинстве случаев состоит из двух или трех ступеней (рис. 7.25). Первой ступенью является обычно мгновенная отсечка, защищающая часть линии. Ток срабатывания отсечки определяется по формуле (6.34) с учетом особенностей прохождения токов при однофазных КЗ. Второй ступенью является максимальная токовая защита с ограниченной зоной действия, ток срабатывания которой должен удовлетворять двум условиям. Первым условием является согласование по чувствительности с током срабатывания первой ступени защиты второго участка по следующему выражению:

$$I_{н с,з} = k_n k_p I_{с,з} \quad (7.35)$$

где $I_{с,з}$ — ток срабатывания первой ступени защиты второго участка; k_n — коэффициент надежности отстройки, принимаемый равным 1,1—1,2; k_p — коэффициент распределения, представляющий собой отношение тока, проходящего в защите первого участка, к току, проходящему в защите второго участка при КЗ на втором участке.

Третьей ступенью является максимальная токовая защита с током срабатывания, отстроенным от тока небаланса, и выдержкой

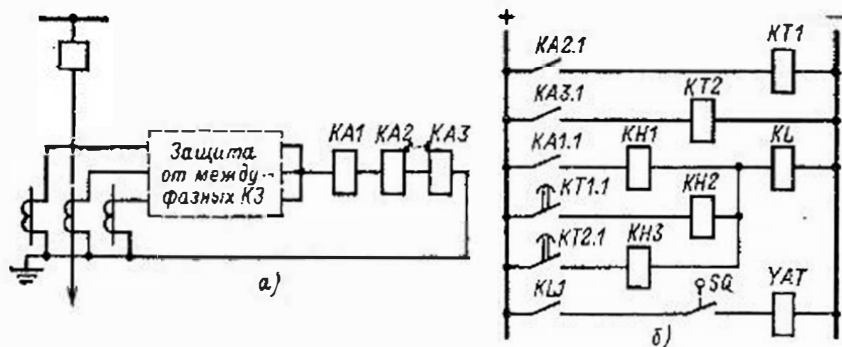


Рис. 7.25. Принципиальная схема максимальной токовой трехступенчатой защиты от однофазных КЗ:

а — цепи тока; б — цепи оперативного тока

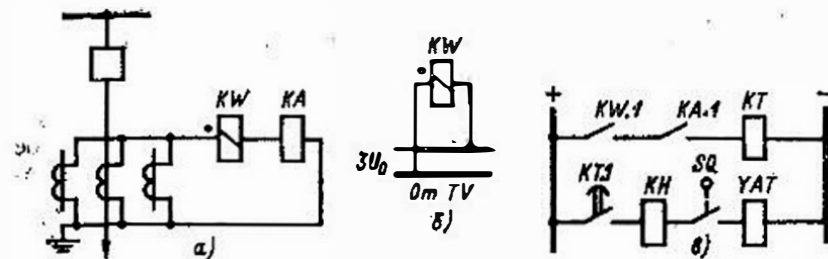


Рис. 7.26. Принципиальная схема максимальной направленной защиты от однофазных КЗ:

а — цепи тока; б — цепи напряжения; в — цепи оперативного тока

времени, выбранной по условию селективности с третьей или второй ступенью защиты второго участка.

В кольцевых сетях селективность обеспечивается применением направленной защиты нулевой последовательности, действующей только при КЗ на защищаемой линии и на линиях, отходящих от нее противоположной подстанции. На рис. 7.26 приведена принципиальная схема направленной защиты нулевой последовательности, которая состоит из пускового токового реле KA , реле направления мощности KW , реле времени KT и указательного реле KH . Реле KA и токовая обмотка реле KW включены на ТТ, соединенные по схеме фильтра нулевой последовательности, а обмотка напряжения реле KW — на обмотку ТН, соединенную по схеме фильтра напряжения нулевой последовательности.

В большинстве случаев направленная защита нулевой последовательности выполняется с несколькими ступенями, имеющими разные токи срабатывания и выдержки времени, по общий орган направления мощности (рис. 7.27). Первой ступенью обычно является направленная отсечка мгновенного действия. Ток срабатывания отсечки определяется по формуле (6.34), но в отличие от токовой отсечки отстройка производится только от тока нулевой последовательности, направленного от шин подстанции. Второй ступенью является направленная защита ограниченной чувствительности, ток срабатывания которой выбирается по формулам (7.35). Третьей ступенью является чувствительная направленная защита с током срабатывания, отстроенным от тока небаланса. Выдержка времени определяется по условию селективности.

Защита от замыканий на землю в сети с изолированными нулевыми точками трансформаторов и генераторов. В СССР с изолированными нулевыми точками трансформаторов и генераторов или с заземленными через компенсирующие катушки работают сети напряжением 35 кВ и ниже [1, 2].

Ток однофазного замыкания на землю зависит от напряжения сети и ее емкости относительно земли. Чем выше напряженность сети или чем больше емкость, тем больше ток замыкания на землю.

Емкость сети зависит от ее протяженности и типа сети: при одинаковой протяженности кабельные сети имеют емкость значи-

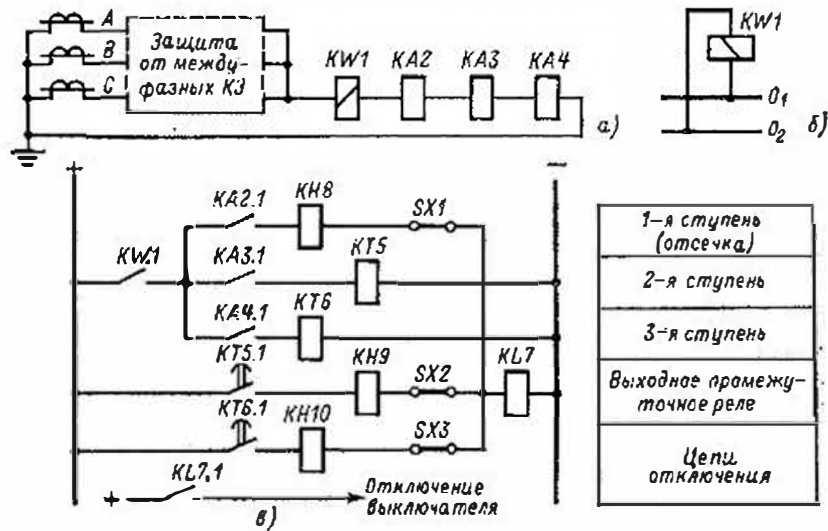


Рис. 7.27. Принципиальная схема трехступенчатой максимальной направленной защиты от однофазных КЗ:

а — схема цепей тока; б — то же напряжения; в — то же оперативного тока

тельно большую, чем воздушные. Так, например, ток замыкания на землю на каждые 100 км сети напряжением 6 кВ примерно составляет 1,5 А для воздушных и 80 А для кабельных линий (при сечении кабелей 95 мм²).

Для уменьшения тока замыкания на землю применяются компенсирующие катушки, через которые заземляются нулевые точки трансформаторов и генераторов. Компенсирующие катушки создают индуктивный ток, имеющий противоположное направление по отношению к емкостному току сети, и тем самым в зависимости от настройки либо компенсируют емкостный ток полностью, либо значительно уменьшают его.

Таким образом, поскольку междуфазные напряжения при замыкании на землю остаются неизменными и ток замыкания на землю имеет небольшое значение, однофазные замыкания на землю в сети с изолированными нулевыми точками трансформаторов и генераторов непосредственной опасности для потребителей не представляют. Поэтому быстрого отключения, как правило, не требуется. Исключения составляют сети, питающие торфоразработки и передвижные механизмы, когда быстрое отключение требуется по условию техники безопасности.

Однако повышение фазных напряжений неповрежденных фаз в 1,73 раза может вызвать перекрытие или пробой изоляции на второй фазе, что приведет к образованию двойного замыкания на землю, т. е. к двухфазному КЗ.

Длительное прохождение тока однофазного замыкания на землю в месте замыкания также может привести к повреждению изоляции

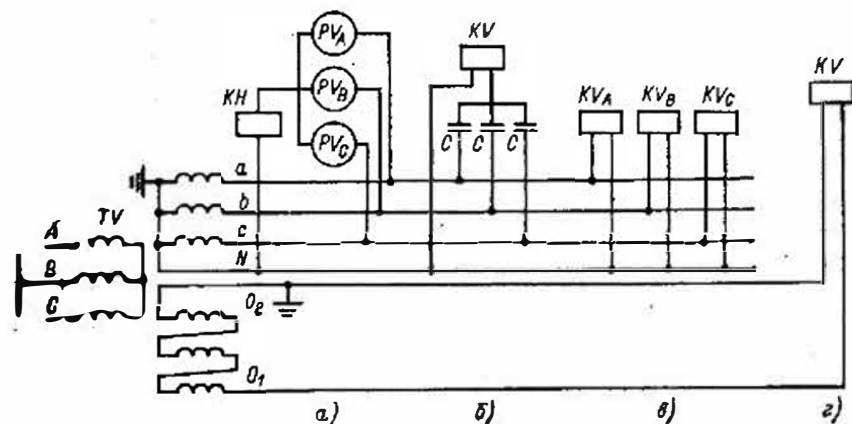


Рис. 7.28. Устройства общей сигнализации при замыканиях на землю

и возникновению междуфазного КЗ. Поэтому чрезмерно длительная работа сети с однофазным замыканием на землю недопустима, и поврежденный участок должен быть выявлен и отключен. (Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей допускается работа с замыканием на землю в течение 2 ч.)

Отыскание места замыкания на землю производится с помощью общих или индивидуальных устройств сигнализации. Общая сигнализация при замыканиях на землю выполняется одним из способов, показанных на рис. 7.28.

Наиболее простым способом является включение трех вольтметров *PV* на фазные напряжения (рис. 7.28, а). Такие устройства, называемые контролем изоляции, имеются на каждой электростанции и подстанции. Нормально вольтметры показывают равные по значению фазные напряжения. При глухом (металлическом) замыкании на землю одной из фаз напряжения этой фазы относительно земли станут равным нулю, а напряжения двух других фаз возрастут и станут равными междуфазному. Соответственно этому изменятся показания вольтметров. Если замыкание на землю будет не глухим, а через переходное сопротивление, то напряжение поврежденной фазы понизится, а неповрежденных фаз повысится в меньшей степени, чем в первом случае, что также отразится на показаниях вольтметров. Таким образом, изменение показаний вольтметров сигнализирует о возникновении замыкания на землю и указывает поврежденную фазу.

Иногда для получения звукового сигнала в провод, соединяющий нулевую точку вольтметров с нулевым проводом от *TV*, включается указательное реле. Нормально, когда сумма фазных напряжений равна нулю, реле не работает. При замыканиях на землю напряжение нулевой точки вольтметров становится равным сумме фазных напряжений неповрежденных фаз. Под влиянием этого напряжения реле *KH* срабатывает и подает

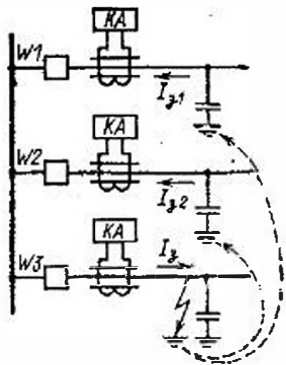


Рис. 7.29. Прохождение токов замыкания на землю в сети с изолированными нулевыми точками

Устройство, приведенное на схеме рис. 7.28, б, где нулевая точка создается искусственно включением на фазные напряжения трех конденсаторов, дает общий сигнал, не указывая поврежденной фазы.

Устройство по схеме рис. 7.28, в состоит из трех реле минимального напряжения KV . При замыкании на землю реле, включенное на напряжение поврежденной фазы, срабатывает и дает сигнал.

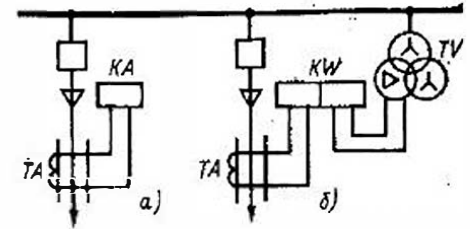
Поврежденная фаза определяется по выпавшим флажкам указательных реле KH (на рисунке не показано). Устройство по схеме рис. 7.28, г состоит из реле напряжения KV , включенного на специальную обмотку TV , соединенную по схеме фильтра напряжения нулевой последовательности. При возникновении замыкания на землю на специальной обмотке появляется напряжение, реле KV срабатывает и подает общий сигнал. По получении общего сигнала отыскание поврежденной линии производится поочередным кратковременным отключением и обратным включением линий, питающихся от шин подстанции. Поврежденная линия определяется по исчезновению сигнала «земля» в момент отключения линии. Такой примитивный способ применяется в основном на небольших подстанциях и при неразветвленной сети.

На электростанциях и подстанциях с большим количеством линий и при разветвленной сети такой способ не обеспечивает достаточно быстрого отыскания поврежденной линии. Поэтому кроме контроля изоляции устанавливается на каждой линии индивидуальная селективная сигнализация однофазных замыканий. Сигнализация может выполняться по схеме на рис. 7.30, но с действительным сигналом, а не на отключение. Ток срабатывания реле индивидуальной сигнализации должен удовлетворять условиям селективности и чувствительности. Условие селективности состоит в том, что сигнализация не должна работать от тока небаланса при максимальном токе нагрузки линии $I_{\text{нб, макс}}$, а также емкостного тока линии при замыкании на землю на другой линии. Последнее условие поясняется на рис. 7.29, на котором показана сеть, состоящая из трех линий.

Если однофазное замыкание на землю произошло на линии $W3$, то по линиям $W1$ и $W2$ в направлении к шинам подстанции через их емкости будут проходить токи $I_{\beta 1}$ и $I_{\beta 2}$. Если ток срабатывания устройств сигнализации, установленных на линиях $W1$ и $W2$, не отстроить от этих токов, то при замыкании на землю на линии $W3$ сработают устройства сигнализации на всех трех линиях и определить поврежденную линию будет невозможно.

Выполнение второго требования, т. е. отстройка от собственного емкостного тока, всегда обеспечивает выполнение и первого —

Рис. 7.30. Селективная сигнализация при замыканиях на землю: а — токовая; б — направленная



отстройку от тока небаланса. Поэтому ток срабатывания определяется по формуле

$$I_{\text{с. в}} = k_n \frac{I_{\text{с. соб}}}{K_I}, \quad (7.36)$$

где $I_{\text{с. соб}}$ — собственный емкостный ток линии при однофазном замыкании на землю на другой линии; k_n — коэффициент отстройки, принимаемый равным 4—5.

Такой большой коэффициент k_n вынужденно принимается из-за того, что в сети с изолированными нулевыми точками емкостный ток замыкания при перемежающихся замыканиях на землю в 3—4 раза превышает ток при устойчивом металлическом замыкании.

Условие чувствительности состоит в том, что сигнализация при металлическом замыкании на землю должна действовать с коэффициентом чувствительности $k_{\text{ч}} = 1,25$ для кабельных линий и $k_{\text{ч}} = 1,5$ для воздушных линий.

Выполнение чувствительной селективной сигнализации с использованием обычных трансформаторов тока и электромеханических реле вызывает ряд серьезных трудностей.

1. Номинальный ток обычных ТТ выбирается по току нагрузки линии, и поэтому они имеют сравнительно большие коэффициенты трансформации. Вследствие этого вторичный ток замыкания на землю имеет очень малое значение. Так, например, если ток замыкания на землю составляет 18 А, а ТТ имеют коэффициент трансформации 600/5, то вторичный ток равен 0,15 А.

2. Для включения на такой ток необходимо выбрать самое чувствительное токовое реле РТ-40/0,2, которое имеет сопротивление обмоток 80 Ом. Включение реле с такими большими сопротивлениями приводит к тому, что только часть тока попадает в реле, а другая часть, называемая током отсоса, бесполезно замыкается через вторичные обмотки ТТ неповрежденных фаз. Ток отсоса может достигать 40—50 %.

Значительно большую чувствительность обеспечивает сигнализация при однофазных замыканиях на землю, выполняемая на специальных кабельных ТТ с кольцевым сердечником, принцип работы которых рассмотрен в гл. 4. Применение кабельных ТТ с кольцевым сердечником устраняет указанные выше затруднения и дает возможность выполнить чувствительную и селективную сигнализацию.

Подключенное реле токовой сигнализации показано на рис. 7.30, а. Ток срабатывания такой сигнализации должен определяться по формуле (7.36), поэтому устройство сигнализации имеет значительный ток срабатывания и обеспечивает необходимую чувствительность только при больших токах замыкания на землю.

В [35] предложено для сигнализации замыканий на землю использовать указательные реле типа РУ-21, подключаемые к трансфор-

матору тока нулевой последовательности через выпрямительные мосты с диодами типа Д7Г. Выпрямленные вторичного тока резко снижает нагрузку на ТТ и позволяет обеспечить необходимую чувствительность защиты. Так, например, при использовании ТТ типа ТЗЛ с помощью реле РУ-21/0,1 (полное сопротивление обмотки — 113,5 Ом, активное сопротивление — 18 Ом) обеспечивается ток срабатывания защиты: 9,6 А — при одном кабеле; 8 А — при двух кабелях; 5,8 А — при трех кабелях.

Лучшие результаты обеспечивает направленная сигнализация, принцип действия которой пояснен на рис. 7.30, б. Реле мощности подключается к кабельному трансформатору тока и к обмотке трансформатора напряжения, соединенной по схеме разомкнутого треугольника. При этом включение производится так, чтобы реле действовало на замыкание контактов, когда ток замыкания на землю проходит в направлении от шин подстанции в линию, что имеет место только на поврежденной линии. На неповрежденных линиях ток замыкания на землю направлен к шинам подстанции, поэтому сигнализация на неповрежденных линиях работать не будет. Благодаря направленности действия сигнализация этого типа не требует отстройки от собственного емкостного тока линий и поэтому, как правило, обеспечивает необходимую чувствительность.

В схемах направленной сигнализации от замыканий на землю используются специальные реле мощности, которые имеют значительно меньшее потребление, чем индукционные реле мощности. Направленная сигнализация может применяться в некомпенсированных или не полностью компенсированных сетях.

В перекомпенсированных сетях направленная сигнализация применяться не может, так как ток замыкания на землю в таких сетях имеет одинаковое направление в поврежденной и неповрежденных линиях.

Для выполнения селективной сигнализации в компенсированных сетях применяются устройства сигнализации типов УСЗ-3 и УСЗ-3М. Эти устройства реагируют на высшие гармоники, которые содержит ток замыкания на землю и значение которых в токе поврежденной линии всегда больше, чем в неповрежденных.

Устройство УСЗ-3 применяется совместно с токоизмерительными клещами для определения места замыкания на землю на линиях, необорудованных ТТ нулевой последовательности. Устройство УСЗ-3М предназначено для подключения к кабельным ТТ нулевой последовательности типов ТЗ, ТЗЛ, ТФ.

Для работы рассматриваемых устройств используются токи высших гармоник до 13 (650 Гц) включительно и подавляются промышленная частота и частота выше 1000 Гц.

В Мосэнерго на подстанциях распределительной сети без обслуживающего персонала применяется устройство КСЭТ-1, обеспечивающее автоматический поиск поврежденного присоединения с передачей информации на диспетчерский пункт с помощью устройств телемеханики. Пуск устройства осуществляется при появлении на подстанции напряжения $3 U_0$. Измерительный орган пущенного

в действие устройства поочередно подключается к ТТ нулевой последовательности каждого присоединения данных шин, при этом определяется присоединение с наибольшим уровнем высших гармоник в токе нулевой последовательности.

7.8. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНО-ФАЗНАЯ ВЫСОКОЧАСТОТНАЯ ЗАЩИТА

На линиях электропередачи напряжением 110 кВ и выше средней и большой длины (несколько десятков и даже сотен километров) продольные дифференциальные защиты с соединительными проводами не могут быть применены вследствие высокой стоимости и недопустимого увеличения сопротивления соединительного кабеля. В связи с этим на таких линиях в качестве быстродействующих защит, обеспечивающих отключение без замедления поврежденной на всем протяжении линии, используются высокочастотные защиты. В этих защитах обмен информацией между комплектами, установленными по концам защищаемой линии, осуществляется с помощью организованного по ней специального высокочастотного канала [2, 36].

На рис. 7.31 показана схема организации высокочастотного канала по линии электропередачи. Ток высокой частоты в этой схеме передается по одной из фаз линии и возвращается через землю. На каждом конце линии устанавливается высокочастотный аппарат (ВЧА) 1, состоящий из передатчика (генератора) сигналов высокой частоты ГВЧ и принимающего их приемника ПВЧ. Выходные цепи ВЧА подключаются одним зажимом к земле, а вторым — к линии электропередачи через кабель 2, фильтр присоединения 3 и конденсатор связи 4.

Сопротивление конденсатора связи, через который ВЧА подключается к линии электропередачи, зависит от частоты проходящего через него тока. Для токов промышленной частоты 50 Гц оно велико (больше 1 МОм) и поэтому ток утечки весьма мал. При высоких частотах (больших 10 кГц) сопротивление конденсатора резко уменьшается. В результате ток высокой частоты, проходящий по

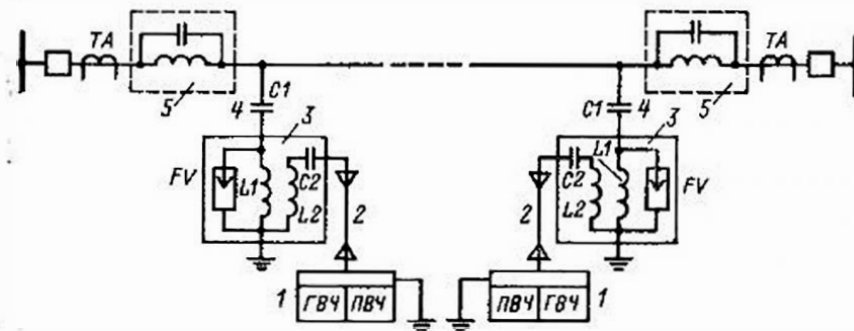


Рис. 7.31. Принципиальная схема высокочастотного канала

линии электропередачи, будет ответвляться в конденсатор и дальше через фильтр присоединения проходить в ВЧА.

Для того чтобы токи высокой частоты не выходили за пределы защищаемой линии, по концам ее устанавливаются специальные заградители 5. Заградитель представляет собой резонансный контур (рис. 7.32), состоящий из силовой индуктивной катушки L_k и элемента настройки (регулируемой емкости C_n). Значение емкости C_n подбирается так, чтобы контур заградителя был настроен в резонанс (тока) на частоту настройки ВЧА. Такой заградитель называется резонансным, или одночастотным. При резонансе на этой частоте сопротивление контура имеет максимальное значение, благодаря чему предотвращается растекание тока высокой частоты. Резонансное сопротивление заградителя должно быть не меньше 1000 Ом. Для защиты конденсатора C_n от грозových и коммутационных перенапряжений предусматривается разрядник FV .

Кроме резонансных применяются и широкополосные заградители, задерживающие токи в довольно широком диапазоне частот; такие заградители нужны для каналов, по которым передается несколько сигналов с разными частотами. В качестве высокочастотного кабеля 2 используется кордельный кабель типа ФКБ, входное сопротивление которого близко к 100 Ом.

С помощью фильтра присоединения (см. рис. 7.31) согласовывается (уравнивается) входное сопротивление высокочастотного кабеля и линии. Фильтр присоединения образует замкнутый контур для токов высокой частоты и компенсирует емкость конденсатора связи, что позволяет уменьшить до минимума сопротивление конденсатора для токов высокой частоты. Фильтр присоединения представляет собой воздушный трансформатор с отпайками, позволяющими менять самондукцию его обмоток и взаимную индуктивность между ними. В цепи обмотки $L1$ включен конденсатор связи $C1$, а в цепи обмотки $L2$ — конденсатор фильтра $C2$. Фильтр присоединения свободно пропускает токи только в определенном рабочем диапазоне частот. При этих частотах затухание фильтра относительно мало (порядка 0,15—0,25 Нп), а за пределами рабочих частот резко возрастает. Параллельно обмотке $L1$ фильтра подключен разрядник FV , который срабатывает и создает надежный путь для отвода в землю токов КЗ

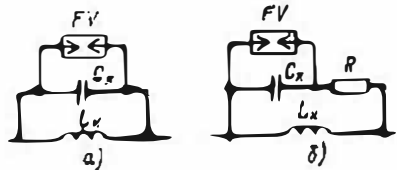


Рис. 7.32. Высокочастотный заградитель:
а — резонансный (одночастотный); б — широкополосный

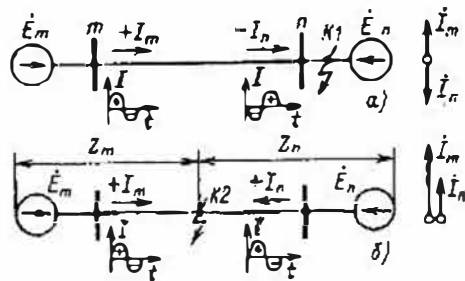


Рис. 7.33. Принцип действия дифференциально-фазной высокочастотной защиты

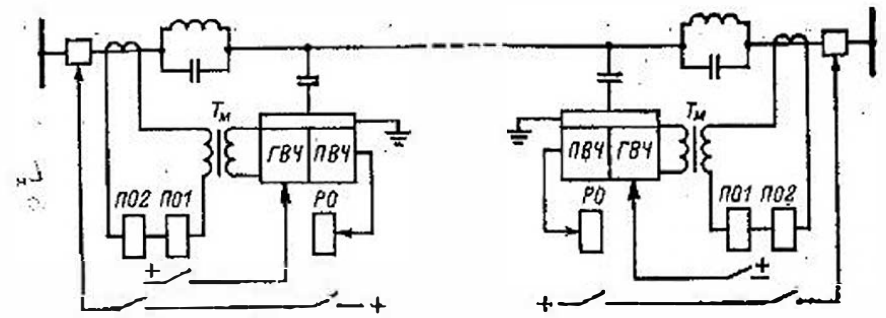


Рис. 7.34. Структурная схема дифференциально-фазной высокочастотной защиты

в случае пробоя конденсатора связи или перекрытия его изоляции. В нашей стране высокочастотными защитами оснащено большинство линий напряжением 220 кВ и выше, а также большое число линий 110 кВ. Наибольшее распространение получили дифференциально-фазные высокочастотные защиты.

Принцип действия защиты. Дифференциально-фазная высокочастотная защита (ДФЗ) основана на сравнении фаз токов по концам защищаемой линии. На рис. 7.33 показаны схемы токораспределения при внешнем КЗ (точка $K1$ на рис. 7.33, а) и при повреждении на защищаемой линии (точка $K2$ на рис. 7.33, б). Считая положительными токи, направленные от шпильки в линию, можно сказать, что при внешнем КЗ токи I_m и I_n сдвинуты на 180° (имеют противоположные знаки), а при КЗ в зоне — совпадают. Последнее утверждение справедливо, если пренебречь сдвигом по фазе между векторами ЭДС E_m и E_n по концам электропередачи и различием углов полных сопротивлений Z_m и Z_n .

Таким образом, сравнивая фазы токов по концам защищаемой линии, можно определить место повреждения. В отличие от обычных дифференциальных защит, в которых значения токов сравниваются непосредственно в реле, в дифференциально-фазной защите для передачи информации о фазе токов, проходящих по концам защищаемой линии, используется канал высокой частоты.

Структурная схема защиты показана на рис. 7.34. Защита состоит из высокочастотного аппарата ВЧА, включающего в себя ГВЧ и ПВЧ, реле отключения PO , питающегося током приемника, и пусковых реле $PO1$ и $PO2$, первое из которых пускает $ГВЧ$, а второе замыкает цепь отключения.

Особенность ДФЗ как высокочастотной защиты состоит в том, что $ГВЧ$ управляется (манипулируется) непосредственно током промышленной частоты. Генератор высокочастотных колебаний включен так, что при положительной полуволне промышленного тока он работает, посылая в канал ток высокой частоты, а при отрицательной — запирается, прекращая выдачу высокочастотных сигналов. Приемник ВЧА выполнен таким образом, что при наличии токов высокой частоты, поступающих в его входной контур, выходной ток, питаю-

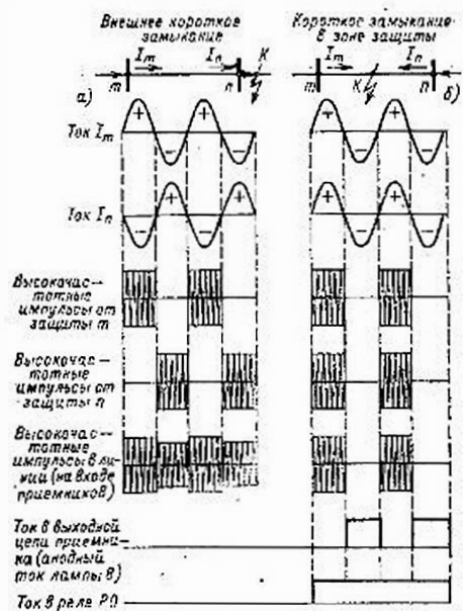


Рис. 7.35. Диаграмма токов дифференциально-фазной высокочастотной защиты

щий реле PO , равен нулю, а при отсутствии высокочастотного сигнала появляется выходной ток, поступающий в реле PO .

При внешнем КЗ (рис. 7.35, а), когда фазы первичных токов по концам линии противоположны, ГВЧ на конце m линии работает в течение первого полупериода в течение первого полупериода тока, а на конце n — в течение следующего полупериода. В результате по линии непрерывно проходит ток высокой частоты, питая приемники, установленные на обеих сторонах защищаемой линии. При этом в выходных

цепях ГВЧ ток отсутствует, реле PO не работает и защита не действует. При КЗ в зоне (рис. 7.35, б) ГВЧ на обоих концах линии работают одновременно, поскольку фазы токов промышленной частоты совпадают. Высокочастотный ток, поступающий при этом в приемники, будет иметь прерывистый характер с интервалами, равными полупериоду промышленного тока. В этом случае приемник работает в промежутки времени, когда ток высокой частоты отсутствует и заперт (не работает) во время его прохождения. В выходной цепи приемника появляется прерывистый ток, который сглаживается и поступает в реле PO , последнее срабатывает и замыкает цепь отключения. Таким образом, сдвиг фаз токов промышленной частоты, проходящих по обоим концам защищаемой линии, определяется по характеру высокочастотных сигналов, принимаемых ПВЧ (сплошные или прерывистые). По принципу действия ДФЗ не реагирует на нагрузку и качания, так как в этих режимах фазы сравниваемых токов по концам защищаемой линии противоположны.

Из сказанного выше очевидно, что правильное поведение защиты при внешних КЗ будет обеспечено лишь в случае работы ГВЧ на обоих концах защищаемой линии. Если один из ГВЧ не будет запущен или окажется неисправным, защита подействует неправильно и отключит неповрежденную линию, так как ПВЧ будут принимать прерывистый ток только одного передатчика. Для предотвращения этого в схеме ДФЗ (см. рис. 7.34) имеются два пусковых органа разной чувствительности: $PO1$ — более чувствительный, осуществляющий пуск ГВЧ, и $PO2$ — более грубый, замыкающий цепь отключения.

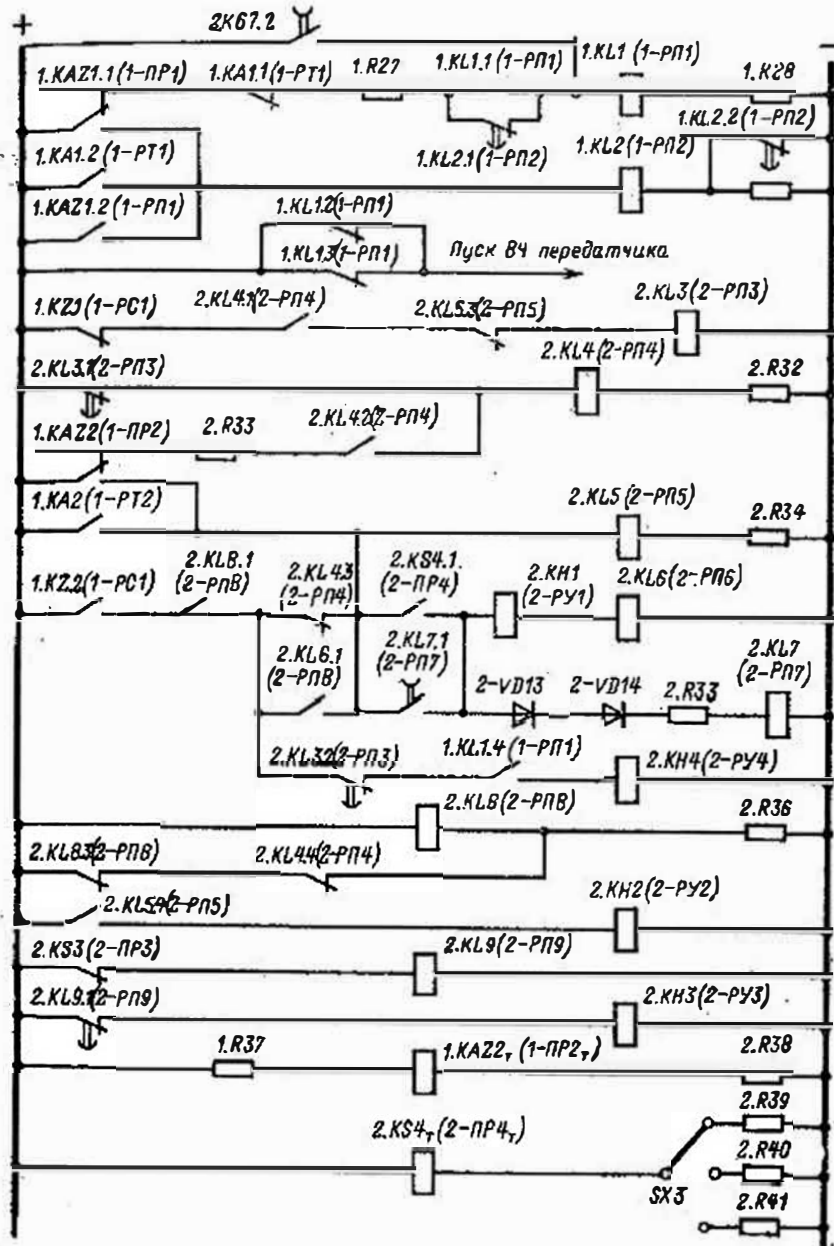


Рис. 7.36. Схема цепей постоянного тока дифференциально-фазной высокочастотной защиты типа ДФЗ-201

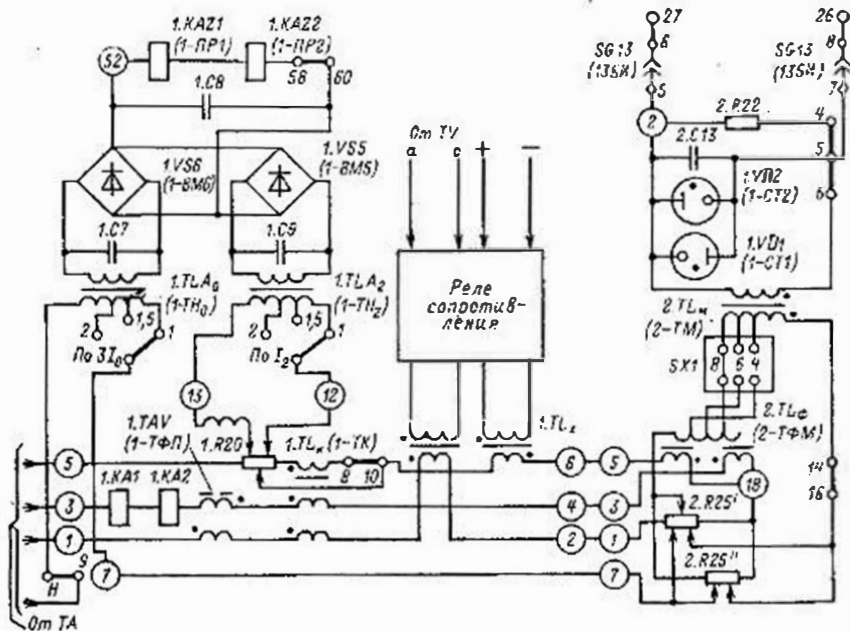


Рис. 7.37. Схема цепей переменного тока дифференциально-фазной высокочастотной защиты ДФЗ-201

Дифференциально-фазная высокочастотная защита типа ДФЗ-201. Защита ДФЗ-201 (рис. 7.36) является усовершенствованной модификацией ранее выпускавшейся типовой панели типа ДФЗ-2 [37]. Обозначения контактов реле и элементов на схемах и в тексте даны в соответствии с действующими методическими указаниями. Первая цифра в обозначении соответствует номеру комплекта реле. На схемах в скобках приведены также обозначения, принятые в заводской схеме. Типовая панель ДФЗ-201 предназначена для использования на линиях электропередачи напряжением 110—220 кВ в качестве основной быстродействующей защиты от всех видов КЗ. В схеме защиты, которая построена аналогично принципиальной схеме, приведенной на рис. 7.34, имеются три органа: пусковой, манипуляционный и сравнения фаз.

Пусковые органы. Как было описано выше, в схеме защиты ДФЗ-201 имеются две группы пусковых органов: чувствительные — осуществляющие пуск ВЧА, и грубые — подготавливающие цель отключения. В каждой группе есть реле двух типов: реагирующие на ток нулевой и обратной последовательностей и действующие при несимметричных КЗ 1.KAZ1 и 1.KAZ2, а также реагирующие на фазный ток и действующие при симметричных КЗ 1.KA1 и 1.KA2.

Обмотки реле 1.KAZ1 и 1.KAZ2 (рис. 7.37) через выпрямительные мосты 1.VS5 и 1.VS6 подключены к выходным зажимам фильтров тока обратной последовательности (промежуточный трансформатор 1.TLн, трансреактор 1.TAV, реостат 1.R20, выходной промежу-

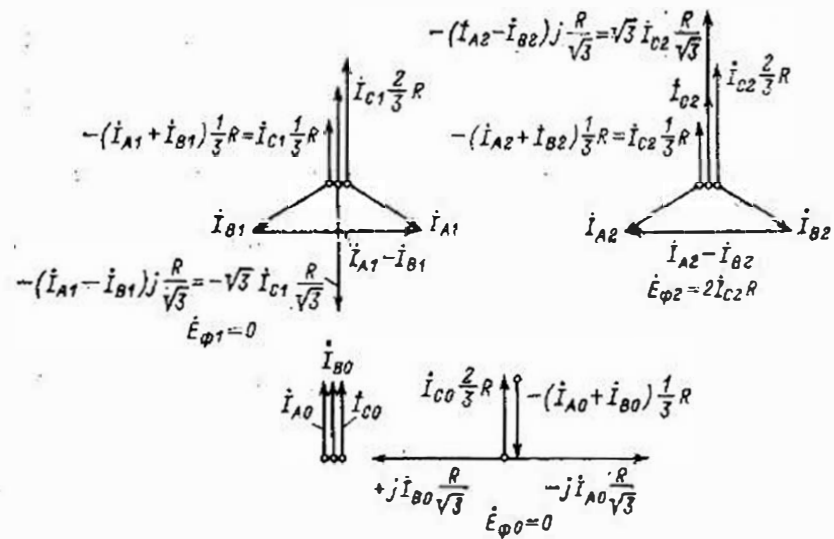


Рис. 7.38. Векторные диаграммы пускового фильтра токов обратной последовательности

жуточный трансформатор 1.TLA₂ с отпайками, емкость 1.C9) и нулевой последовательности (выходной промежуточный трансформатор с отпайками 1.TLA₀, емкость 1.C7). В общем случае, когда включены обе накладки, пусковые реле 1.KAZ1 и 1.KAZ2 реагируют на значение тока $I = |I_2| + k|3I_0|$. В случае, если при использовании только тока обратной последовательности обеспечивается необходимая чувствительность к однофазным КЗ, подпитка от тока нулевой последовательности не используется. Уставки пусковых органов регулируются переключением отпайки промежуточных трансформаторов 1.TLA₂ и 1.TLA₀.

У реле 1.KAZ2 кроме рабочей обмотки имеется также тормозная (рис. 7.36), с помощью которой улучшается отстройка реле от тока небаланса и обеспечивается надежный возврат реле после устранения несимметрии, вызвавшей пуск защиты.

Заводская регулировка обеспечивает разную чувствительность пусковых реле 1.KAZ1 и 1.KAZ2 (последнее в 2 раза грубее), что необходимо для правильного действия защиты.

Векторные диаграммы фильтра токов обратной последовательности приведены на рис. 7.38. Напряжение на выходе фильтра \dot{E}_Φ равно:

$$\dot{E}_\Phi = \dot{E}_{R1} + \dot{E}_{TP} + \dot{E}_{R2}$$

где $\dot{E}_{R1} = \dot{I}_{C1} R_1$ — падение напряжения на сопротивлении R_1 (часть сопротивления R — 1.R20) от тока \dot{I}_{C1} ; $\dot{E}_{TP} = (I_A - I_B) jX_m$ — напряжение на выходе трансреактора 1.TAV; $\dot{E}_{R2} = (I_A + I_B) R_2$ — падение напряжения на сопротивлении R_2 (часть сопротивления R — 1.R20) от тока из выходе промежуточного трансформатора 1.TLн.

Значения сопротивлений R_1 , R_2 , X_m подобраны так, чтобы E_ϕ равнялось нулю при питании фильтра токами прямой и нулевой последовательностей. Это обеспечивается при

$$R_1 = \frac{2}{3} R; R_2 = \frac{1}{3} R; X_m = \frac{R}{\sqrt{3}}. \quad (7.37)$$

Пуск ВЧА осуществляется размыкающими контактами реле $1.KL1$ (рис. 7.36): два контакта включены параллельно с целью повышения надежности. В нормальном режиме реле $1.KL1$ подтянуто (контакты в цепи пуска ВЧА разомкнуты), так как его обмотка обтекается током через последовательно включенные размыкающие контакты пусковых реле $1.KAZ1.1$ и $1.KA1.1$, а также замыкающий контакт $1.KL1.1$. Цепь пуска ВЧА остается замкнутой до возврата пусковых реле и замыкания их контактов $1.KAZ1.1$ и $1.KA1.1$. В случае пуска ВЧА при кратковременном срабатывании одного из пусковых реле $1.KAZ1$ или $1.KA1$ возврат реле $1.KL1$ и размыкание цепи пуска ВЧА произойдет с замедлением порядка 0,6 с, после того как вернется сработавшее при пуске защиты реле $1.KL2$ и замкнет контактом $1.KL2.1$ цепь возврата реле $1.KL1$.

В схеме предусмотрен также быстрый останов передатчика путем возврата реле $1.KL1$ при срабатывании выходного реле защиты $2.KL7$. Благодаря этому обеспечивается срабатывание ДФЗ на противоположном конце линии, если она почему-либо не действовала раньше. Реле $2.KL7$ имеет небольшое (порядка 0,1—0,2 с) замедление на возврат.

Пусковые реле $1.KAZ2$ и $1.KA2$ замыкают цепь отключения. Для повышения надежности действия защиты при симметричных (трехфазных) КЗ в схеме используется дополнительный пусковой орган — реле сопротивления, контакт которого $1.KZ.2$ также подготавливает цепь отключения. В отдельных случаях, если обеспечивается необходимая чувствительность, допускается использование вместо реле сопротивления реле напряжения.

Последовательно с замыкающим контактом $1.KZ.2$ в цепи отключения включены блокирующие контакты $2.KL4.3$ и $2.KL8.1$. С помощью первого из этих контактов цепь отключения замыкается кратковременно на 0,2—0,25 с после возникновения симметричного КЗ.

Фиксация пуска ВЧА (на время 0,5—0,6 с после отключения внешних КЗ) и кратковременный ввод цепи отключения через контакт $1.KZ.2$ (на время 0,2—0,25 с) обеспечивают блокировку защиты при внешних симметричных повреждениях, отключаемых с выдержкой времени более 0,5—0,6 с, и одновременной остановке работы ВЧА по концам линии.

В нормальном режиме обмотки промежуточных реле $2.KL3$ и $2.KL4$ обтекаются током и подтянуты. При возникновении симметричного КЗ срабатывают реле $1.KZ$ и $1.KAZ2$ (последнее кратковременно), обмотки реле $2.KL3$ и $2.KL4$ обесточиваются и реле возвращаются. Контакт $2.KL4.3$ замыкается в цепи отключения на время 0,2—0,25 с, пока не замкнется контакт $2.KL3.1$ в цепи обмотки $2.KL4$.

В случае нарушения цепей переменного напряжения после срабатывания реле $1.KZ$ замкнется контакт $2.KL3.2$ и сработает указательное реле $2.KH4$, подавая сигнал оперативному персоналу.

Контакт $2.KL8.1$ в цепи отключения нормально замкнут и размыкается при исчезновении постоянного оперативного тока. После его восстановления этот контакт замыкается с небольшим замедлением, обусловленным срабатыванием реле $2.KL4$ и размыканием его контакта $2.KL4.1$. Благодаря этой блокировке предотвращается ложное срабатывание защиты из-за кратковременного замыкания контакта $1.KZ.2$ при снятии оперативного тока. (Реле сопротивления срабатывает при исчезновении оперативного тока вследствие того, что при этом возвращаются реле-повторители положения разъединителей, через контакты которых подаются на реле $1.KZ$ цепи от соответствующих ТН.)

Таким образом, пусковые органы защиты ДФЗ-201 характеризуются следующими особенностями:

а) при несимметричных КЗ защита пускается на все время, пока существует несимметрия, а при симметричных вводится только на время, достаточное для ее действия. При кратковременных несимметриях, не сопровождающихся КЗ, передатчики пускаются на 0,6 с, цепь же отключения остается разомкнутой контактами реле $1.KZ$, чем исключается неправильное действие защиты;

б) пуск ВЧА всегда продолжается дольше, чем время включения реле сравнения фаз $2.KS4$ (см. рис. 7.40). Благодаря этому при внешних КЗ цепь отключения размыкается до прекращения блокирующего тока высокой частоты, что повышает надежность работы защиты при внешних КЗ;

в) защита готова к повторному действию при несимметричных КЗ в любой момент, а при трехфазных — через 0,2 с после прекращения первого КЗ;

г) во время неполнофазного режима пусковые органы защиты могут прийти в действие, если токи обратной и нулевой последовательностей превысят уставку срабатывания реле $1.KAZ1$ и $1.KAZ2$. Однако защита при этом блокируется, как в случае внешнего КЗ. В случае возникновения в неполнофазном режиме повреждения на защищаемой линии может сработать реле сравнения фаз $2.KS4$ и защита подействует на отключение;

д) в схеме предусмотрены блокировки, предотвращающие ложное срабатывание защиты при нарушении цепей переменного напряжения и при кратковременном исчезновении оперативного тока.

Орган манипуляции обеспечивает управление ГВЧ под воздействием переменного тока и состоит из комбинированного фильтра токов (регулируемых резисторов $2.R25'$ и $2.R25''$, трансформатора $2TL_\phi$, переключателя уставок $SX1$, промежуточного трансформатора $2TL_n$, стабилитронов $1.VD1$ и $1.VD2$, конденсатора $2.C13$ и резистора $2.R22$).

Комбинированный фильтр преобразует трехфазную систему токов в величину $\dot{U}_\phi = \dot{I}_1 + k\dot{I}_2$. Благодаря этому обеспечивается сравнение фаз токов по концам защищаемой линии при любом виде повре-

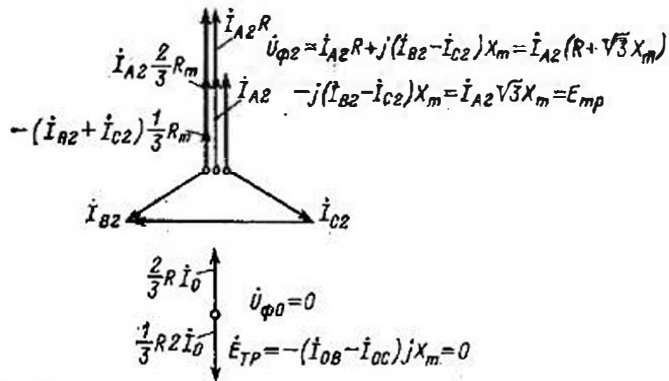
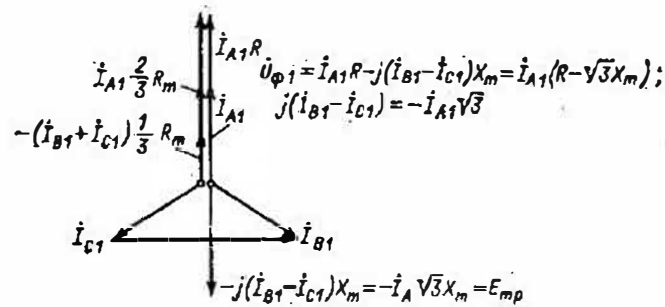


Рис. 7.39. Векторные диаграммы фильтра манипуляции

реждения с помощью одного канала связи. Схема фильтра показана на рис. 7.37, а векторные диаграммы при подаче на его вход токов прямой, обратной и нулевой последовательностей — на рис. 7.39.

Напряжение на выходе фильтра \dot{U}_{ϕ} равно сумме трех составляющих: ЭДС на выходе трансреактора $2'L_{\phi}$ $E_{TP} = jX_m (\dot{I}_B - \dot{I}_C)$, падения напряжения на сопротивлении $2.R25'$ от тока фазы А — $\dot{I}_{A1} R'$, падения напряжения на сопротивлении $2.R25''$ от суммы токов фаз В и С — $(\dot{I}_B + \dot{I}_C) R'$.

Элементы фильтра должны удовлетворять условиям:

$$R' = 2R'';$$

$$X_m < \frac{\sqrt{3}}{2} R'.$$

При соблюдении этих условий, как следует из векторных диаграмм, токи нулевой последовательности не создают напряжения на выходе фильтра и \dot{U}_{ϕ} равно:

$$\begin{aligned} \dot{U}_{\phi} &= \dot{I}_{A1} (R - \sqrt{3} X_m) + \dot{I}_{A2} (R + \sqrt{3} X_m) = \\ &= k' (\dot{I}_{A1} + k \dot{I}_{A2}), \end{aligned} \quad (7.38)$$

$$\text{где} \quad k = \frac{R + \sqrt{3} X_m}{R - \sqrt{3} X_m}. \quad (7.39)$$

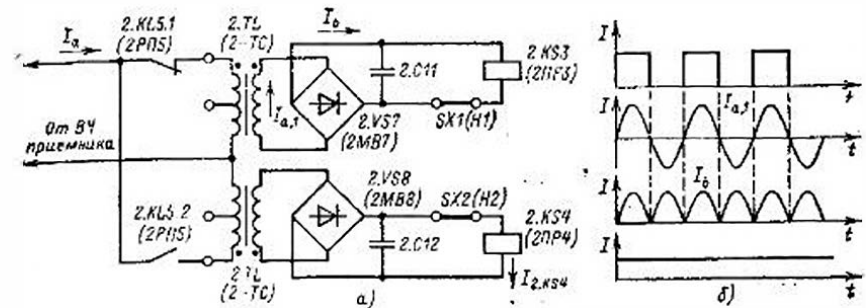


Рис. 7.40. Орган сравнения фаз:
а — принципиальная схема; б — диаграмма работы

Таким образом, \dot{U}_{ϕ} пропорционально $\dot{I}_1 + k \dot{I}_2$.

В схеме предусмотрена возможность установки переключателем SX1 четырех значений (4, 6, 8).

Орган сравнения фаз. Как уже отмечалось выше, реле 2.KS4 включено в выходную цепь приемника и реагирует на разность фаз токов по концам защищаемой линии в зависимости от характера высокочастотного сигнала.

В защите ДФЗ-201 в качестве реле сравнения фаз используется двухобмоточное поляризованное реле: основная обмотка включена в выходную цепь приемника (рис. 7.40), а дополнительная — на напряжение оперативного тока через переключатель уставок—накладку SX2 (см. рис. 7.36).

Выходной (анодный) ток приемника I_a при КЗ в зоне имеет прерывистый характер, показанный на рис. 7.35. Если бы реле 2.KS4 непосредственно питалось анодным током, то его контакты замыкались бы ненадежно. Поэтому питание реле 2.KS4 осуществляется по специальной схеме, преобразующей прерывистый анодный ток приемника в постоянный. Эта схема, показанная на рис. 7.40, состоит из трансформатора 2.TL, выпрямителя 2.VS8 и конденсатора 2.C12. Характер токов, проходящих в разных элементах рассматриваемой схемы, показан на рис. 7.40, б.

Значение тока, проходящего в основной обмотке реле 2.KS4, зависит от продолжительности импульсов высокой частоты. С уменьшением интервалов между импульсами тока высокой частоты уменьшается ток, поступающий в реле 2.KS4. При токе $I_{2.KS4} > I_{c.p}$ реле 2.KS4 срабатывает. Так как продолжительность перерыва между импульсами тока высокой частоты зависит от сдвига фаз между токами по концам линии электропередачи, то, следовательно, значение тока в реле 2.KS4 зависит от угла ψ . Зависимость $I_{2.KS4} = f(\psi)$, называемая фазной характеристикой, изображена на рис. 7.41. Угол срабатывания реле 2.KS4 (угол блокировки защиты) изменяется ступенчато переключением накладок SX3, установленной в цепи дополнительной обмотки реле 2.KS4 (рис. 7.36). Предусмотрены три уставки угла блокировки: 45, 52, 60°.

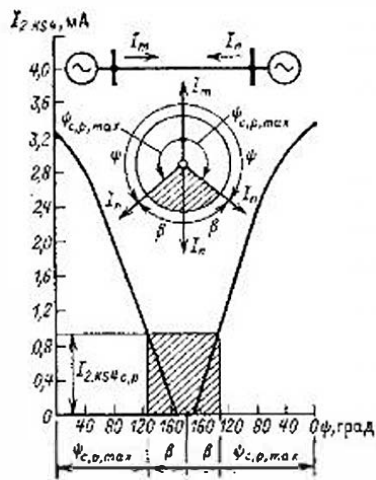


Рис. 7.41. Фазная характеристика дифференциально-фазной высокочастотной защиты. Заштрихована зона блокировки

Таким образом, реле 2.KS4, основная обмотка которого подключается к схеме сравнения фаз замыкающим контактом реле 2.KL5.2 (при срабатывании грубых пусковых органов в цепи отключения), срабатывает, если угол между токами не превышает $\pm 120 \div 135^\circ$, что соответствует повреждению защищаемой линии.

Рассматривая работу органа сравнения фаз, следует отметить возможность отказа в действии ДФЗ при симметричном КЗ на ли-

нии, работающей в режиме одностороннего питания нагрузки. В этом случае ВЧА комплекта защиты, установленного на приемном конце линии, запустившись вследствие кратковременно возникшей при повреждении несимметрии, будет выдавать затем сплошной неманипулируемый высокочастотный сигнал из-за отсутствия подпитки места повреждения со стороны нагрузки.

Через трансформатор 2.T1 и выпрямитель 2.VS7 к ВЧП подключено поляризованное реле 2.KS3, которое служит для вызова персонала при ежедневных проверках высокочастотного канала. Реле 2.KS3 нормально подключено к ВЧА и отключается контактом 2.KL5.1 при возникновении повреждения в первичной сети.

Выбор уставок защиты ДФЗ-201. Ток срабатывания токового реле 1.KA1 отстраивается от нагрузки по следующему выражению:

$$I_{c,з} = \frac{k_n I_{н, max}}{k_B}, \quad (7.40)$$

где $I_{н, max}$ принимается равным максимальной нагрузке в нормальном режиме; при этом допускается, что в аварийных режимах реле 1.KA1 может сработать, поскольку это не вызовет ложного срабатывания защиты.

Ток срабатывания реле 1.KA2, осуществляющего подготовку цепи отключения, выбирается по двум условиям: согласования с уставкой реле 1.KA1 и отстройки от максимального тока нагрузки в аварийном режиме.

По первому условию:

$$I_{c,з.1. KA2} = (1,5 \div 2) I_{c,з.1. KA1}. \quad (7.41)$$

По второму условию ток срабатывания $I_{c,з.1. KA2}$ определяется согласно выражению (7.40), в котором $I_{н, max}$ принимается максимально возможным в аварийном режиме.

За окончательное значение $I_{c,з.1. KA2}$ принимается большее из двух значений.

Ток срабатывания реле 1.KAZ1 (пускающего ВЧА) отстраивается от тока небаланса $I_{нб}$ при внешних трехфазных КЗ, когда $I_{к^{(3)}} = I_{c,з.1. KA1}$:

$$I_{c,з.1. KAZ1} = k_n I_{нб}. \quad (7.42)$$

Ток срабатывания реле 1.KAZ2 (управляющего цепью отключения) выбирается по условию:

$$I_{c,з.1. KAZ2} = 2 I_{c,з.1. KAZ1}. \quad (7.43)$$

Коэффициент чувствительности пускового органа при несимметричных КЗ (двухфазных и однофазных) в конце защищаемой линии должен быть не меньше 2.

В случае недостаточной чувствительности пускового органа при однофазных КЗ в работу вводится элемент, реагирующий на ток $3I_0$. Чувствительность пускового органа при КЗ на землю, когда в реле протекает ток как обратной, так и нулевой последовательностей, проверяется по специальным характеристикам, приведенным в технической литературе по защите ДФЗ [36, 37].

Сопротивление срабатывания реле соприкосновения 1.KZ определяется по двум условиям:

надежного охвата защищаемой линии $Z_{c,з} = (1,5 \div 2) Z_n$ при $\varphi_D = \varphi_k$;

отстройки от тока нагрузки

$$Z_{c,з} = \frac{k_n Z_{наб, min}}{k_B} \text{ при } \varphi_D = \varphi_k.$$

Ток срабатывания реле 2.KS4 зависит от значения угла блокировки (рис. 7.41). Этот угол, а следовательно, и ток срабатывания реле 2.KS4 должны быть такими, чтобы защита не действовала при внешних КЗ и надежно работала при повреждениях в зоне с учетом возможных искажений фаз.

При внешних КЗ в результате фазовых погрешностей сдвиг фаз ψ между токами I_m и I_n отличается от 180° на угол β . Это искажение фаз вызывается следующими причинами:

угловыми погрешностями ТТ $\Delta\varphi_{ТТ}$;

появлением сдвига фаз первичных токов по концам защищаемой линии $\Delta\varphi_C$ вследствие наложения на ток сквозного КЗ емкостных токов линии, эта погрешность учитывается только на длинных линиях 330 кВ и выше;

угловыми погрешностями органа манипуляции комплектов защиты $\Delta\varphi_{ж}$;

конечной скоростью распространения высокочастотных сигналов с одного конца линии на другой. Эта погрешность пропорциональна длине линии и составляет 6° на каждые 100 км.

Как показывают расчеты и опыт эксплуатации, суммарное значение погрешностей достигает $40\text{--}55^\circ$ в зависимости от длины и напряжения линии. С учетом необходимого запаса угол блокировки принимается равным $45\text{--}60^\circ$ (рис. 7.41). В защите ДФЗ-201 пре-

дусмотрены три установки срабатывания реле 2.К54, которым соответствуют три значения угла блокировки: ± 45 ; ± 52 ; $\pm 60^\circ$.

Коэффициент k фильтра маныпуляции принимается равным 4—8 (одинаковым с обеих концов линии). Расчетным повреждением при этом является двухфазное КЗ на землю фаз В и С в конце защищаемой линии.

Особенности защит ДФЗ, применяемых на дальних линиях электропередачи сверхвысокого напряжения. На длинных линиях сверхвысокого напряжения с помощью защиты типа ДФЗ-201 не удается обеспечить необходимую чувствительность при удаленных КЗ. Это объясняется необходимостью отстройки пусковых органов защиты от больших токов нарузки, наличием значительных емкостных токов и малыми значениями токов КЗ в конце защищаемой зоны. В связи с этим для линий электропередачи сверхвысокого напряжения созданы специальные комплекты защит типов ДФЗ-504 (ранняя модификация ДФЗ-402), ДФЗ-501 (ранняя модификация ДФЗ-401) и ДФЗ-503.

На линиях электропередачи 330—500 кВ сравнительно небольшой длины применяется первая из этих модификаций (ДФЗ-504), которая отличается от защиты ДФЗ-201 большим быстродействием и чувствительностью пусковых органов. Это обеспечивается применением специальных частотных фильтров, использованием безынерционного пуска ВЧА и некоторым изменением схемы выходных цепей.

На длинных линиях 330—500 кВ, а также на линиях с ответвлениями напряжением 220 кВ и выше применяется защита типа ДФЗ-501. Эта модификация защиты отличается от защиты ДФЗ-504 следующими особенностями: более чувствительным пусковым органом, реагирующим на компенсированное значение напряжения обратной последовательности и тока нулевой последовательности; наличием в органе манипуляции устройства для компенсации емкостных токов линии; выполнении выходных цепей; наличием устройства блокировки при неисправностях цепей напряжения.

Более поздняя модификация защиты ДФЗ-501, отличающаяся от нее некоторыми усовершенствованиями, носит название ДФЗ-503 [2].

Глава восьмая

ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ

8.1. НАЗНАЧЕНИЕ И ОСНОВНЫЕ ТИПЫ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ

В обмотках трансформаторов и автотрансформаторов могут возникать КЗ между фазами, одной или двух фаз на землю, между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов и автотрансформаторов, ошиновке и в кабелях могут также возникать КЗ между фазами и на землю.

В эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов и автотрансформаторов, к которым относятся: прохождение через трансформатор или автотрансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с ними элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня масла, повышение его температуры.

Защита трансформаторов и автотрансформаторов должна выполнять следующие функции:

отключать трансформатор (автотрансформатор) при его повреждении от всех источников питания;

отключать трансформатор (автотрансформатор) от поврежденной части электроустановки при прохождении через него сверхтока в случаях повреждения шунта или другого оборудования, связанного с трансформатором (автотрансформатором), а также при повреждениях смежных линий электропередачи или оборудования в откатах защит или выключателей;

подавать предупредительный сигнал дежурному персоналу подстанции (или электростанции) при перегрузке трансформатора (автотрансформатора), выделении газа из масла, понижении уровня масла, повышении его температуры.

Для защиты трансформаторов (автотрансформаторов) при их повреждении и сигнализации о нарушении нормальных режимов работы применяются следующие типы защиты [1, 2, 27, 38, 39]:

дифференциальная — для защиты при повреждениях обмоток, вводов и ошиновки трансформаторов (автотрансформаторов);

токовая отсечка мгновенного действия — для защиты трансформатора (автотрансформатора) при повреждениях ошиновки, вводов и части обмотки со стороны источника питания;

газовая — для защиты при повреждениях внутри бака трансформатора (автотрансформатора), сопровождающихся выделением газа, а также при понижении уровня масла;

от сверхтоков, проходящих через трансформатор (автотрансформатор) при повреждении как самого трансформатора (автотрансформатора), так и других связанных с ним элементов — максимальная токовая или максимальная токовая направленная защита, реагирующая на фазные токи, а также на токи нулевой и обратной последовательностей, максимальная токовая защита с пуском минимального напряжения, дистанционная защита;

от замыканий на корпус от перегрузки и др.

8.2. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЗАЩИТА

Область применения и принцип действия. Дифференциальная защита применяется в качестве основной быстродействующей защиты трансформаторов и автотрансформаторов. Ввиду ее сравнительной сложности дифференциальная защита устанавливается в следующих случаях [27]:

на одиночно работающих трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 6300 кВ·А и выше;

на параллельно работающих трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 4000 кВ·А и выше;

на трансформаторах мощностью 1000 кВ·А и выше, если токовая отсечка не обеспечивает необходимой чувствительности при КЗ на выводах низшего напряжения ($k_n < 2$), а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 1 с.

При параллельной работе трансформаторов (автотрансформаторов) дифференциальная защита обеспечивает не только быстрое, но и селективное отключение поврежденного трансформатора (автотрансформатора), что поясняется на рис. 8.1. Если параллельно работающие трансформаторы Т1 и Т2 оснащены только максималь-

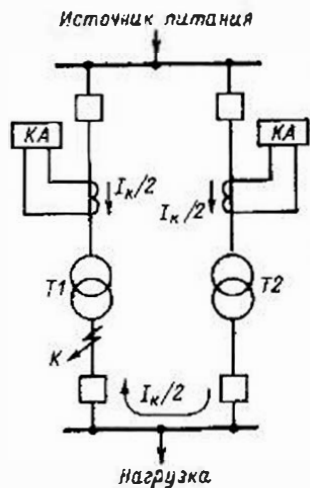


Рис. 8.1. Прохождение тока КЗ и действие максимальной токовой защиты при повреждении одного из параллельно работающих трансформаторов (автотрансформаторов)

ными токовыми защитами, то при повреждении на вводах низшего напряжения трансформатора, например в точке К, действуют максимальные токовые защиты обоих трансформаторов, а так как их выдержки времени одинаковы, отключатся оба трансформатора. Дифференциальная защита, действующая без выдержки времени, обеспечивает в рассмотренном случае отключение только поврежденного трансформатора.

Для выполнения дифференциальной защиты трансформатора (автотрансформатора) устанавливаются ТТ со стороны всех его обмоток, как показано на рис. 8.2 для двухобмоточного трансформатора. Вторичные обмотки ТТ соединяются в дифференциальную схему (см. § 7.3) и параллельно к ним подключается токовое реле. Аналогично выполняется дифференциальная защита автотрансформатора. При рассмотрении принципа действия дифференциальной защиты условно принимается, что защищаемый трансформатор имеет коэффициент трансформации, равный единице, одинаковое соединение обмоток и одинаковые ТТ с обеих сторон.

Согласно выражению (7.2) при прохождении через трансформатор сквозного тока нагрузки или КЗ ток в реле равен:

$$I_p = I_1 - I_2$$

При принятых выше условиях и пренебрегая током намагничивания трансформатора, который в нормальном режиме имеет малое значение, можно считать, что первичные токи равны $I_I = I_{II}$ и, следовательно, вторичные токи $I_1 = I_2$. С учетом этого

$$I_p = I_1 - I_2 = 0$$

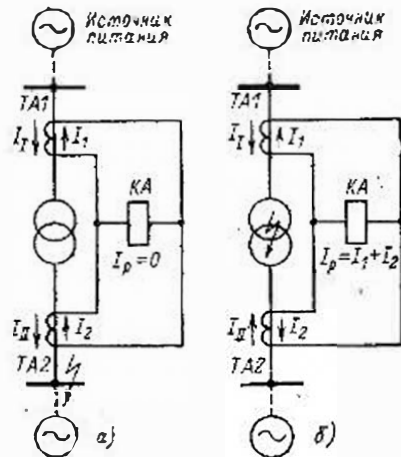


Рис. 8.2. Принцип действия дифференциальной защиты трансформатора (автотрансформатора): а — токораспределение при сквозном КЗ; б — то же при КЗ в трансформаторе (в зоне действия дифференциальной защиты)

Таким образом, если схема дифференциальной защиты выполнена правильно и ТТ имеют точно совпадающие характеристики, то при прохождении через трансформатор тока нагрузки или внешнего КЗ ток в реле отсутствует и дифференциальная защита на такие режимы не реагирует.

Практически вследствие несовпадения характеристик ТТ вторичные токи не равны $I_1 \neq I_2$ и поэтому в реле проходит ток небаланса, т. е.

$$I_p = I_1 - I_2 = I_{p, нб}$$

Для того чтобы дифференциальная защита не подействовала от тока небаланса, ее ток срабатывания должен быть больше этого тока, т. е.

$$I_{с, з} = k_d I_{p, нб} \quad (8.1)$$

При КЗ в трансформаторе или любом другом месте между ТТ направление токов I_1 и I_2 изменится на противоположное, как показано на рис. 8.2, б. При этом ток в реле согласно (7.9) станет равным

$$I_p = I_1 + I_2$$

или

$$I_p = \frac{I_I}{K_I} + \frac{I_{II}}{K_I} = \frac{I_k}{K_I}$$

Таким образом, при КЗ в зоне дифференциальной защиты в реле проходит полный ток КЗ, деленный на коэффициент трансформации трансформаторов тока. Под влиянием этого тока защита срабатывает и производит отключение поврежденного трансформатора.

Особенности, влияющие на выполнение дифференциальной защиты трансформаторов (автотрансформаторов). Наличие намагничивающего тока, проходящего только со стороны источника питания. Даже в том случае, когда трансформатор (автотрансформатор) имеет коэффициент трансформации, равный единице, и одинаковое соединение обмоток, ток со стороны источника питания больше тока со стороны нагрузки на значение намагничивающего тока.

Намагничивающий ток в нормальном режиме составляет примерно 1—5 % номинального тока трансформатора (автотрансформатора) и поэтому вызывает лишь некоторое увеличение тока небаланса. Иные явления происходят при включении холостого трансформатора (автотрансформатора) под напряжение или при восстановлении напряжения после отключения КЗ. В этих случаях в обмотке трансформатора (автотрансформатора) со стороны источника питания возникает бросок намагничивающего тока, который в первый момент времени в 5—8 раз превышает номинальный ток трансформатора (автотрансформатора), но быстро, в течение 1 с, затухает до значения порядка 20 % номинального тока.

Для предотвращения ложного срабатывания дифференциальной защиты от броска намагничивающего тока ток срабатывания защиты должен быть больше максимального значения намагничивающего тока, т. е.

$$I_{с, з} = k_n I_{нам, max} \quad (8.2)$$

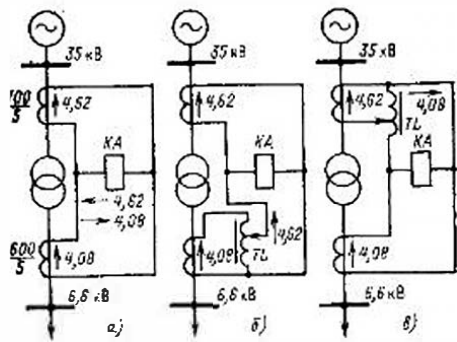


Рис. 8.3. Соотношение вторичных токов в схеме дифференциальной защиты трансформатора и схемы включения промежуточного автотрансформатора тока для выравнивания вторичных токов

Ток $I_{ном, max}$ зависит от конструкции трансформатора (автотрансформатора), момента его включения под напряжение и ряда других условий, трудно поддающихся учету. Поэтому при расчетах дифференциальной защиты ток срабатывания определяется по формуле

где $I_{ном}$ — для трансформаторов номинальный ток обмотки, имеющей наибольшую мощность; для автотрансформаторов — номинальный ток, определенный по его типовой мощности; k_n — коэффициент надежности отстройки, принимаемый равным 1—4 в зависимости от типа реле, используемых в схеме дифференциальной защиты.

$$I_{с, з} = k_n I_{ном} \quad (8.3)$$

Автотрансформаторы характеризуются двумя значениями мощности: номинальной или проходной мощностью $S_{ном}$ и типовой или расчетной мощностью $S_{тип}$. Номинальной мощностью автотрансформатора называется та предельная мощность, которая может быть передана через автотрансформатор на стороне высшего напряжения. Типовой мощностью автотрансформатора называется мощность, на которую рассчитаны его обмотки. Номинальная (проходная) и типовая (расчетная) мощности находятся между собой в следующем соотношении:

$$S_{тип} = \alpha S_{ном} \quad (8.4)$$

где

$$\alpha = \frac{U_n - U_c}{U_n};$$

U_n — номинальное высшее напряжение; U_c — номинальное среднее напряжение.

Неравенство вторичных токов и разнотипность трансформаторов тока. Поскольку у трансформаторов и автотрансформаторов токи со стороны обмоток высшего, среднего и низшего напряжений не равны, трансформаторы тока, выбираемые по номинальным токам обмоток, имеют разные коэффициенты трансформации и различное конструктивное выполнение. Вследствие этого они имеют различные характеристики и погрешности.

Номинальные токи обмоток трансформаторов (автотрансформаторов), как правило, не совпадают со шкалой номинальных токов ТТ. Поэтому при выборе ТТ принимается трансформатор тока, номинальный ток которого является ближайшим большим по отношению

к номинальному току обмотки трансформатора (автотрансформатора). Так, например, номинальные токи обмоток трансформатора мощностью 5600 кВ·А, напряжением 35/6,6 кВ составляют:

$$I_{35} = \frac{5600}{\sqrt{3} \cdot 35} = 92,5 \text{ А};$$

со стороны обмотки 6,6 кВ

$$I_{6,6} = \frac{5600}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 490 \text{ А}.$$

При определенных выше номинальных токах ТТ должны иметь коэффициенты трансформации: со стороны 35 кВ—100/5 и со стороны 6,6 кВ — 600/5. При этом вторичные токи ТТ составляют (рис. 8.3, а):

со стороны обмотки 35 кВ

$$I'_{35} = \frac{92,5}{100,5} = 4,62 \text{ А};$$

со стороны обмотки 6,6 кВ

$$I'_{6,6} = \frac{490}{600,5} = 4,08 \text{ А}.$$

Таким образом, вследствие неравенства вторичных токов в плечах дифференциальной защиты в дифференциальном реле при номинальной нагрузке трансформатора проходит ток небаланса, равный:

$$I_{р, нб} = I'_{35} - I'_{6,6} = 4,62 - 4,08 = 0,54 \text{ А}.$$

При сквозном КЗ этот ток возрастает пропорционально току КЗ, а также вследствие возрастания погрешностей ТТ, имеющих неодинаковые характеристики, что может вызвать ложное действие дифференциальной защиты.

Поэтому для снижения тока небаланса, вызванного неравенством вторичных токов ТТ дифференциальной защиты, производится выравнивание этих токов путем включения специальных промежуточных автотрансформаторов тока TL или путем использования выравнивающих или уравнивающих обмоток дифференциальных реле (см. ниже).

Промежуточные автотрансформаторы тока, как показано на рис. 8.3, б и в, могут включаться со стороны обмотки как низшего, так и высшего напряжения. Рекомендуется включать их со стороны более мощных ТТ.

Для рассмотренного выше трансформатора промежуточный автотрансформатор тока TL , установленный со стороны 6,6 кВ (рис. 8.3, б), должен повышать ток с 4,08 до 4,62 А, т. е. должен включаться как повышающий и иметь коэффициент трансформации:

$$n_{TL} = \frac{4,08}{4,62} = 0,88.$$

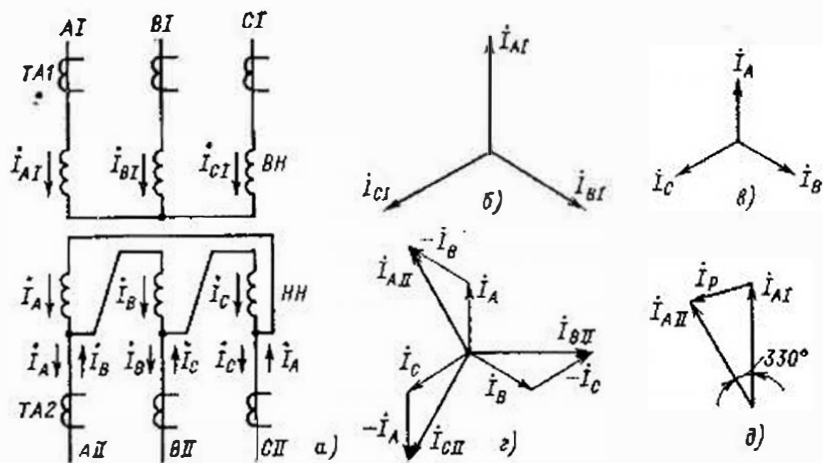


Рис. 8.4. Прохождение токов в обмотках трансформатора с соединением обмоток по схеме звезда—треугольник и векторные диаграммы токов, поясняющие образование углового сдвига

При установке промежуточного автотрансформатора тока со стороны 35 кВ (рис. 8.3, в) он должен понижать ток с 4,62 до 4,08 А, т. е. должен включаться как понижающий и иметь коэффициент трансформации

$$n_{TL} = \frac{4,62}{4,08} = 1,13.$$

Неодинаковые схемы соединения обмоток трансформаторов. Рассмотренные выше соотношения токов в схеме дифференциальной защиты справедливы только для трансформаторов, имеющих одинаковые схемы соединения обмоток: звезда—звезда или треугольник—треугольник. При неодинаковых схемах соединения обмоток, например звезда—треугольник, эти соотношения несправедливы, так как токи со стороны обмотки, соединенной в звезду, и токи со стороны обмотки, соединенной в треугольник, оказываются сдвинутыми относительно друг друга на некоторый угол, который зависит от схемы соединения обмоток. Угловой сдвиг токов создает большие токи небаланса в реле дифференциальной защиты. Прохождение токов через трансформатор с соединением обмоток звезда—треугольник и векторные диаграммы, поясняющие образование углового сдвига, показаны на рис. 8.4.

Как видно, токи в фазах обмотки, соединенной в звезду, $\dot{I}_{AГ}$, $\dot{I}_{BГ}$, $\dot{I}_{CГ}$ и в фазах обмотки, соединенной в треугольник, \dot{I}_A , \dot{I}_B , \dot{I}_C (рис. 8.4, б и в) не имеют углового сдвига. Однако в месте установки трансформаторов тока ТА2 со стороны обмотки, соединенной в треугольник, проходят токи, равные геометрической разности фазных токов (рис. 8.4, г); так, в фазе АII проходит ток \dot{I}_{AII} , равный разности фазных токов \dot{I}_A и \dot{I}_B , т. е. $\dot{I}_{AII} = \dot{I}_A - \dot{I}_B$, аналогично в фазе

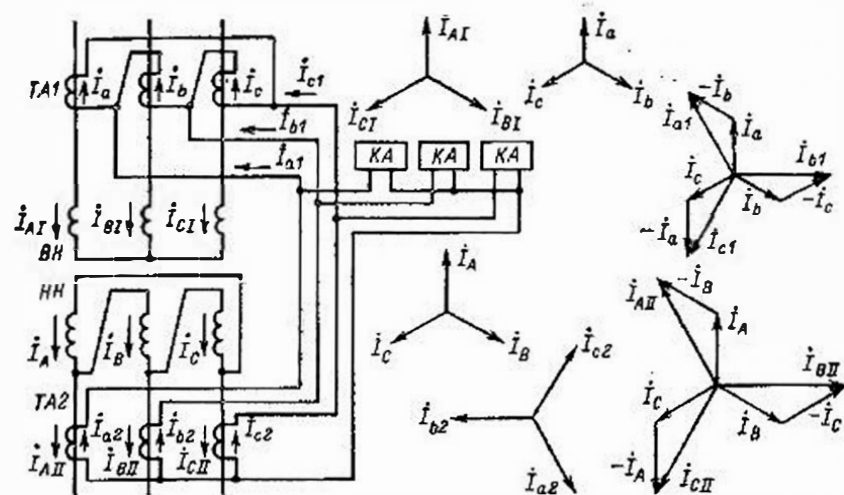


Рис. 8.5. Прохождение токов и векторные диаграммы токов в схеме дифференциальной защиты трансформатора с соединением обмоток по схеме звезда—треугольник, поясняющие принцип компенсации углового сдвига

ВII проходит ток $\dot{I}_{BII} = \dot{I}_B - \dot{I}_C$ и в фазе CII ток $\dot{I}_{CII} = \dot{I}_C - \dot{I}_A$. Эти токи, как видно из векторной диаграммы на рис. 8.4, г и д, сдвинуты относительно токов $\dot{I}_{AГ}$, $\dot{I}_{BГ}$, $\dot{I}_{CГ}$ на угол 330° по движению часовой стрелки (или на 30° против движения часовой стрелки). Соединение обмоток трансформатора по схеме звезда—треугольник, создающее такой угол между токами, называется 11-й группой.

Из рис. 8.4, д видно, что даже при равенстве первичных токов со стороны обмоток, соединенных в звезду и в треугольник, т. е. при $\dot{I}_{AГ} = \dot{I}_{AII}$, $\dot{I}_{BГ} = \dot{I}_{BII}$, $\dot{I}_{CГ} = \dot{I}_{CII}$, их геометрическая разность из-за наличия углового сдвига не равна нулю, а равна вектору \dot{I}_P . Угловой сдвиг первичных токов трансформатора является источником значительных токов небаланса в реле дифференциальной защиты. Поэтому при выполнении дифференциальной защиты трансформаторов производится компенсация углового сдвига вторичных токов путем специального соединения вторичных обмоток ТТ.

Вторичные обмотки трансформаторов тока ТА1, установленных со стороны обмотки ВН трансформатора, соединенной в звезду, соединяются в такой же треугольник, как и обмотка НН трансформатора, а вторичные обмотки трансформаторов тока ТА2, установленных со стороны обмотки НН трансформатора, соединенной в звезду, соединяются в такую же звезду, как и обмотка ВН трансформатора.

При таком соединении вторичных обмоток ТТ, как показано на рис. 8.5, в трансформаторах тока ТА1, вторичные обмотки которых соединены в треугольник, создается сдвиг токов на такой же угол, как и в соединенной в треугольник обмотке НН трансформатора.

тора, что и обеспечивает совпадение фаз вторичных токов в плечах дифференциальной защиты.

При определении коэффициента трансформации промежуточного автотрансформатора тока в случае соединения одной из групп ТТ в треугольник необходимо учитывать увеличение в 1,73 раза ($\sqrt{3}$) тока, подходящего со стороны этих ТТ.

Если принять, что обмотки рассмотренного выше трансформатора соединены по схеме звезда—треугольник, то ТТ должны быть соединены по схеме рис. 8.5. При этом вторичный ток со стороны обмотки 35 кВ будет равен

$$I_{35} = \frac{92,5}{100/5} \cdot 1,73 = 8 \text{ А.}$$

Соответственно разность вторичных токов при отсутствии промежуточного автотрансформатора тока возрастет до

$$I_{p, \text{нб}} = 8 - 4,08 = 3,92 \text{ А.}$$

Поэтому промежуточный автотрансформатор тока при установке его со стороны 6,6 кВ должен иметь коэффициент трансформации

$$n_{TL} = \frac{4,08}{8} = 0,51,$$

а при установке со стороны 35 кВ

$$n_{TL} = \frac{8}{4,08} = 1,96,$$

Для уменьшения коэффициента трансформации промежуточного автотрансформатора тока коэффициент трансформации ТТ, устанавливаемых со стороны обмотки трансформатора, соединенной в звезду, выбирается по номинальному току обмотки, увеличенному в 1,73 раза.

Так, для рассмотренного выше трансформатора при номинальном токе обмотки 35 кВ, 92,5 А коэффициент трансформации ТТ выбирается по току $92,5 \cdot 1,73 = 160$ А и принимается равным 200/5. Тогда вторичный ток ТТ со стороны 35 кВ будет равен

$$I_{35} = \frac{92,5 \cdot 1,73}{200/5} = 4 \text{ А.}$$

При этом коэффициент трансформации промежуточного автотрансформатора тока становится близким к единице и равным при установке его со стороны 6,6 кВ

$$n_{TL} = \frac{4,08}{4} = 1,02,$$

а при установке со стороны 35 кВ

$$n_{TL} = \frac{4}{4,08} = 0,98,$$

При таких коэффициентах трансформации промежуточных автотрансформаторов тока их можно вообще не устанавливать.

2. *Наличие токов небаланса в схеме дифференциальной защиты.* Токи небаланса в схеме дифференциальной защиты трансформаторов и автотрансформаторов имеют место из-за погрешностей ТТ, из-за изменения коэффициента трансформации защищаемого трансформатора (автотрансформатора) при регулировании напряжения, из-за неточного выравнивания вторичных токов.

Для отстройки дифференциальной защиты от тока небаланса при сквозном КЗ ее ток срабатывания должен удовлетворять условию

$$I_{с.н} = k I_{\text{нб, расч}} \quad (8.5)$$

где k_n — коэффициент надежности отстройки, принимаемый равным 1,3.

Расчетный ток небаланса, определяемый погрешностями ТТ, вычисляется по формуле

$$I_{1 \text{ нб, расч}} = k_n k_{\text{одн}} I_{\text{н, max}} \quad (8.6)$$

где k_n — коэффициент, учитывающий влияние на быстродействующую защиту переходных процессов при КЗ, которые сопровождаются прохождением апериодических составляющих в токе КЗ; принимается равным 1 для реле, имеющих БНТ с короткозамкнутыми обмотками, и равным 2 для реле без БНТ; $k_{\text{одн}}$ — коэффициент однотипности условий работы ТТ, принимаемый равным 0,5 в тех случаях, когда ТТ обтекаются близкими по значению токами, и равным 1 в остальных случаях; $j = 0,1$ — погрешность ТТ, удовлетворяющих 10 %-ной кратности (см. гл. 4); $I_{\text{н, max}}$ — наибольший ток при сквозном КЗ.

Расчетный ток небаланса, определяемый изменением коэффициента трансформации защищаемого трансформатора при регулировании напряжения, вычисляется по формулам:

при регулировании с одной стороны трансформатора (автотрансформатора)

$$I_{2 \text{ нб, расч}} = \Delta N I_{\text{н, max}} \quad (8.7)$$

при регулировании с двух сторон трансформатора (автотрансформатора)

$$I_{2 \text{ нб, расч}} = \Delta N_{\text{ВН}} I_{\text{н, max}} + \Delta N_{\text{СН}} I_{\text{н, max}} \quad (8.8)$$

где ΔN — половина регулировочного диапазона, для которого производится выравнивание вторичных токов (например, при половине регулировочного диапазона $N = \pm 10\%$, $\Delta N = 0,1$).

Расчетный ток небаланса, определяемый неточным выравниванием вторичных токов, вычисляется по формуле

$$I_{3 \text{ нб, расч}} = \frac{\omega_{\text{I расч}} - \omega_{\text{I}}}{\omega_{\text{I расч}}} I_{\text{н, max}} + \frac{\omega_{\text{II расч}} - \omega_{\text{II}}}{\omega_{\text{II расч}}} I_{\text{II н, max}} \quad (8.9)$$

где $\omega_{\text{I расч}}$, $\omega_{\text{II расч}}$ — расчетные числа витков обмоток БНТ реле РНТ для неосновных сторон (сторон с меньшим вторичным током); ω_{I} , ω_{II} — принятые числа витков обмоток БНТ реле РНТ для основных сторон (ближайшие большие или меньшие целые числа вит-

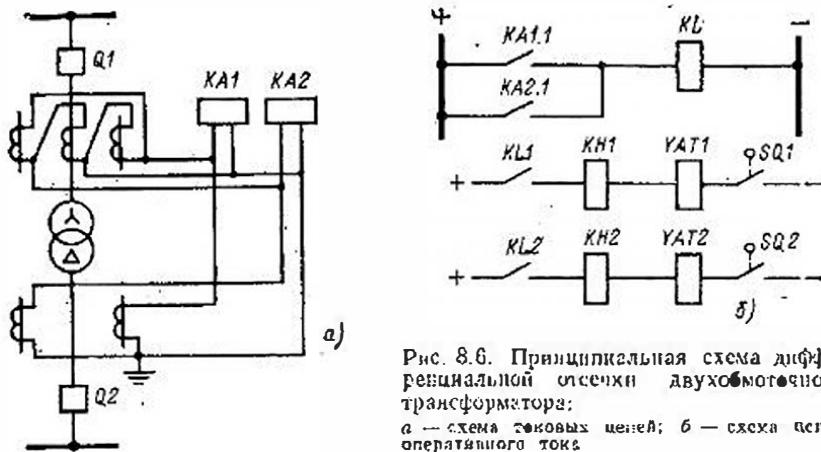


Рис. 8.6. Принципиальная схема дифференциальной отсечки двухобмоточного трансформатора:
а — схема силовых цепей; б — схема цепей оперативного тока

ков); $I_{к, \max}$ и $I_{11 \text{ к}, \max}$ — наибольшие значения токов КЗ при сквозном КЗ со стороны, где включены обмотки БНТ с витками w_1 и w_{11} .

Таким образом, суммарный расчетный ток небаланса определяется как сумма трех составляющих, т. е.

$$I_{\text{нб, расч}} = I_{1 \text{ нб, расч}} + I_{2 \text{ нб, расч}} + I_{3 \text{ нб, расч}} \quad (8.10)$$

Обычно при расчете дифференциальной защиты трансформаторов (автотрансформаторов) вначале определяется ток небаланса как сумма

$$I_{\text{нб, расч}} = I_{1 \text{ нб, расч}} + I_{2 \text{ нб, расч}} \quad (8.11)$$

Затем после выбора тока срабатывания и определения расчетных чисел витков БНТ реле РНТ определяется дополнительно суммарный ток небаланса по формуле (8.10) и производится уточнение ранее выбранного тока срабатывания.

Схемы и расчет дифференциальной защиты. Дифференциальная отсечка. Дифференциальной отсечкой называется дифференциальная защита мгновенного действия, имеющая ток срабатывания больше броска намагничивающего тока. Принципиальная схема дифференциальной отсечки двухобмоточного трансформатора приведена на рис. 8.6.

Ток срабатывания дифференциальной отсечки определяют условием отстройки от броска намагничивающего тока согласно формуле (8.3), принимая $k_{\text{н}} = 3-4$.

Броски намагничивающего тока в первый момент включения трансформатора могут превышать ток срабатывания дифференциальной отсечки, выбранный с указанным коэффициентом надежности отстройки. Однако эти токи очень быстро затухают, что дает возможность отстроиться от них за счет собственного времени действия реле дифференциальной отсечки. Для этого в схеме дифференциальной отсечки применяют выходное промежуточное реле (реле KL на рис. 8.6) типа РП-251, которое имеет время срабатывания 0,07—0,08 с.

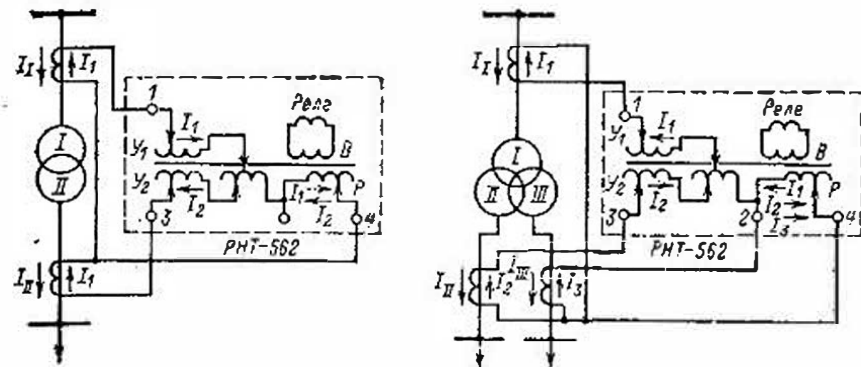


Рис. 8.7. Принципиальная схема токовых цепей дифференциальной защиты двухобмоточного трансформатора с реле типа РНТ-565 (РНТ-562)

Рис. 8.8. Принципиальная схема токовых цепей дифференциальной защиты трехобмоточного трансформатора с реле типа РНТ-565 (РНТ-562)

Ток срабатывания дифференциальной отсечки определяется также условием отстройки от тока небаланса, который вычисляется по формуле (8.11). Из двух значений тока срабатывания принимается большее. В тех случаях, когда погрешность ТТ не превышает 10 %, определяющим является условие (8.3).

Чувствительность дифференциальной отсечки характеризуется коэффициентом чувствительности

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к, min}}}{I_{\text{с, а}}} \quad (8.12)$$

где $I_{\text{к, min}}$ — минимальный ток КЗ при повреждении в зоне действия дифференциальной отсечки; $I_{\text{с, а}}$ — ток срабатывания дифференциальной отсечки.

Коэффициент чувствительности должен быть не менее двух. **Дифференциальная защита с реле РНТ-565.** Принципиальные схемы дифференциальной защиты с реле РНТ-565 (см. гл. 3) приведены на рис. 8.7 и 8.8.

Быстроаппроксимирующийся трансформатор реле РНТ-565 является одновременно и промежуточным трансформатором для компенсации неравенства вторичных токов в плечах дифференциальной защиты и имеет для этой цели специальные уравнивательные обмотки. Ток во вторичной обмотке БНТ, к которой подключено реле, определяется суммарным магнитным потоком в сердечнике, который создается как рабочей, так и уравнивательными обмотками. Для того чтобы при прохождении через трансформатор сквозного тока нагрузки или КЗ ток во вторичной обмотке был равен нулю, необходимо правильно включить рабочую и уравнивательные обмотки в дифференциальную схему и так подобрать числа витков обмоток, чтобы компенсировать неравенство вторичных токов ТТ и установить необходимый ток срабатывания.

При выполнении дифференциальной защиты двухобмоточного трансформатора (рис. 8.7) цепи от ТТ с обеих его сторон присоеди-

няются к уравнительным обмоткам $У_1$ и $У_2$ так, чтобы при прохождении через трансформатор сквозного тока токи в уравнительных обмотках были направлены встречно. В принципе для компенсации неравенства вторичных токов ТТ можно было бы использовать только одну уравнительную обмотку БНТ. Однако при использовании обеих обмоток обеспечивается более точная компенсация неравенства вторичных токов.

Расчет дифференциальной защиты производится в следующей последовательности:

1. Определяется ток срабатывания защиты по первому условию по формуле (8.3) при $k_{11} = 1 \div 1,3$.

Определяется расчетный ток небаланса $I_{нб, расч}$ по формуле (8.11) и ток срабатывания по второму условию по формуле (8.5). Принимается большее значение тока срабатывания защиты $I_{ср1}$.

2. Определяются первичные токи для всех обмоток защищаемого трансформатора (автотрансформатора), соответствующие номинальной мощности наиболее мощной обмотки трансформатора или проходной мощности автотрансформатора при среднем положении устройства регулирования напряжения, и вторичные токи в плечах дифференциальной защиты.

3. Определяется вторичный ток срабатывания, отнесенный к стороне с большим вторичным током:

$$I_{ср1} = \frac{k_{ср1} I_{ср, в}}{K_{11}}, \quad (8.13)$$

где K_{11} — коэффициент трансформации ТТ в большом вторичном током.

4. Определяется расчетное число витков обмоток БНТ со стороны с большим вторичным током, которая называется основной:

$$\omega_1 = 100 / I_{ср1}, \quad (8.14)$$

где $\omega_1 = \omega_{раб} + \omega_{ур1}$ — суммарное число витков рабочей и первой уравнительной обмоток с основной стороны; 100 — магнитодвижущая сила срабатывания реле РНТ-565, А.

В соответствии с имеющимися на обмотках отпайками для регулирования числа витков принимается ближайшее меньшее к ω_1 значение, которое можно установить на рабочей и первой уравнительной обмотках в сумме или на одной из этих обмоток полностью. Таким образом, установленное число витков с основной стороны в общем случае равно:

$$\omega_{осн} = \omega_{уст, раб} + \omega_{уст, ур1}$$

5. Определяется расчетное число витков со стороны с меньшим вторичным током, которая называется *неосновной*, из условия, чтобы при прохождении через трансформатор сквозного тока ток во вторичной обмотке B был равен нулю. Это условие выполняется, когда равен нулю суммарный магнитный поток в сердечнике БНТ, что имеет место при равенстве нулю магнитодвижущих сил, создаваемых его обмотками, т. е. при условии

$$I_1 \omega_{осн} - I_2 \omega_{11} = 0,$$

откуда

$$\omega_{11} = \omega_{осн} \frac{I_1}{I_2} = \omega_{уст, ур2} + \omega_{уст, раб}. \quad (8.15)$$

В соответствии с имеющимися отпайками для регулирования числа витков второй уравнительной обмотки принимается ближайшее меньшее значение, которое можно установить на этой обмотке, — $\omega_{уст, ур2}$.

6. После расчета чисел витков обмоток БНТ и подбора отпаяк вычисляется по формуле (8.9) ток небаланса, вызванный неточной компенсацией вторичных токов, и суммарный расчетный ток небаланса по формуле (8.10). Затем по формуле (8.5) вновь определяется ток срабатывания дифференциальной защиты, и если он получился больше определенного в п. 1, то необходимо вновь пересчитать числа витков обмоток БНТ. Расчет повторяется до тех пор, пока ток срабатывания, определенный с учетом $I_{нб, расч}$, станет равным или меньше тока срабатывания, определенного предыдущим расчетом.

7. Определяется коэффициент чувствительности при КЗ в зоне дифференциальной защиты при условиях, когда ток КЗ $I_{к min}$ имеет наименьшее значение. Коэффициент чувствительности можно определять (упрощенно) по полному току КЗ, отнесенному к основной стороне, по формуле

$$k_{ср} = I_{р, полн} / I_{ср1}, \quad (8.16)$$

где $I_{ср1}$ — вторичный ток срабатывания, отнесенный к основной стороне и определяемый по формуле (8.13);

$$I_{р, полн} = \frac{k_{ср} I_{к, min}}{K_{11}}.$$

Здесь $I_{к, min}$ — полный ток в месте КЗ в минимальном режиме.

Коэффициент чувствительности должен быть не менее двух.

При выполнении дифференциальной защиты трехобмоточного трансформатора или автотрансформатора вначале аналогично предыдущему определяются первичные токи со всех сторон, соответствующие номинальной мощности наиболее мощной обмотки трансформатора или проходной мощности автотрансформатора, определяются вторичные токи в соответствующих плечах дифференциальной защиты и вывleяется сторона с большим током.

Трансформаторы тока стороны с большим вторичным током, которая также называется основной (например, обмотка III на рис. 8.8), присоединяются непосредственно к рабочей обмотке P , а ТТ двух других неосновных сторон присоединяются к уравнительным обмоткам $У_1$ и $У_2$.

Расчет дифференциальной защиты трехобмоточного трансформатора (автотрансформатора) производится в следующей последовательности:

1. Определяются токи срабатывания защиты по первому и второму условиям по формулам (8.3) и (8.5) соответственно. При этом расчетный ток небаланса $I_{нб, расч}$ определяется по формуле (8.11).

По результатам расчетов принимается большее значение тока срабатывания $I_{с,з}$.

2. Определяется вторичный ток срабатывания, отнесенный к основной стороне, по формуле (8.13).

3. Определяется расчетное число витков рабочей обмотки по формуле (8.14). В соответствии с имеющимися отпайками для регулирования числа витков рабочей обмотки принимается ближайшее меньшее к ω , значение $\omega_{уст, раб}$.

4. Определяются числа витков уравнильных обмоток, исходя из условия равенства нулю суммарного магнитного потока в сердечнике БНТ аналогично двухобмоточному трансформатору.

Так, если отключена обмотка II , то указанному условию удовлетворяет равенство

$$I_2 \omega_{уст, раб} = I_1 \omega_{ур 1} + I_1 \omega_{уст, раб}$$

откуда расчетное число витков первой уравнильной обмотки равно:

$$\omega_{ур 1} = \omega_{уст, раб} \frac{I_2 - I_1}{I_1} \quad (8.17)$$

Аналогично, считая отключенной обмотку I , получаем формулу для определения расчетного числа витков второй уравнильной обмотки:

$$\omega_{ур 2} = \omega_{уст, раб} \frac{I_2 - I_2}{I_2} \quad (8.18)$$

В соответствии с имеющимися отпайками для регулирования чисел витков уравнильных обмоток принимаются ближайшие меньшие или большие значения, которые можно установить на этих обмотках $\omega_{уст, ур 1}$ и $\omega_{уст, ур 2}$.

5. Вычисляется по формуле (8.9) расчетный ток небаланса, вычисленный неточной компенсацией вторичных токов, и суммарный расчетный ток небаланса по формуле (8.10). Затем аналогично расчету защиты двухобмоточного трансформатора производится пересчет тока срабатывания и определяется коэффициент чувствительности по формуле (8.16).

Дифференциальная защита с торможением. В ряде случаев, когда при внешних КЗ через ТТ дифференциальной защиты проходят большие токи, токи небаланса, определяемые по формулам (8.6) и (8.7), и соответственно ток срабатывания, определяемый по формуле (8.5), получаются очень большими. При этом дифференциальная защита может не обеспечивать необходимой чувствительности.

Для повышения чувствительности дифференциальной защиты в таких случаях используются реле КАШ с тормозным действием типа ДЗТ. У таких реле на БНТ кроме обмоток, аналогичных тем, что имеются у реле типа РНТ, расположены дополнительно одна или несколько тормозных обмоток. Включение реле с одной тормозной обмоткой типа ДЗТ-11 показано на рис. 8.9. Тормозная обмотка T , включенная в плечо дифференциальной защиты, по которой проходит ток сквозного КЗ, подмагничивает сердечник БНТ, что приводит к увеличению тока срабатывания реле. Зависимость тока срабатывания реле ДЗТ от тока, проходящего в тормозной обмотке, показана на рис. 8.9, б. Эта зависимость, называемая тормозной характеристикой, показывает, что при увеличении тока сквозного КЗ ток срабатывания также возрастает, что обеспечивает отстройку от усиливающихся токов небаланса.

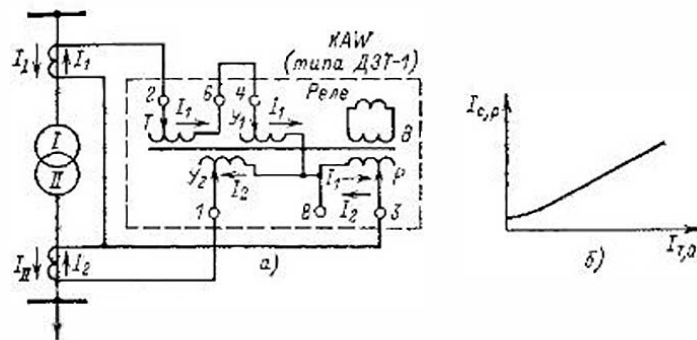


Рис. 8.9. Принципиальная схема токовых цепей дифференциальной защиты с реле ДЗТ-11 для двухобмоточного трансформатора:

а — схема включения реле; б — тормозная характеристика зависимости тока срабатывания $I_{с,р}$ от тока в тормозной обмотке $I_{т,о}$

Промышленно выпускается реле с одной тормозной обмоткой типа ДЗТ-11, с тремя тормозными обмотками типа ДЗТ-13 и с четырьмя тормозными обмотками типа ДЗТ-14.

Для защиты трансформаторов и автотрансформаторов большой мощности в Советском Союзе освоен выпуск дифференциальной защиты с торможением типов ДЗТ-21 и ДЗТ-23, в которых применен новый принцип отстройки от бросков тока намагничивания и токов небаланса. Эта защита обладает более высокой чувствительностью, быстротой срабатывания и потребляет меньшую мощность по сравнению с применяемыми в настоящее время защитами, использующими насыщающиеся трансформаторы тока [50].

На дифференциальных защитах с реле ДЗТ-21 и ДЗТ-23 может быть выполнена минимальная уставка по току срабатывания 0,3 $I_{ном}$ трансформатора. Для отстройки от бросков намагничивающего тока силовых трансформаторов (автотрансформаторов) и переходных токов небаланса используется время-импульсный принцип блокирования защиты в сочетании с торможением от составляющих второй гармонической тока, содержащихся, как показывает анализ, в токах намагничивания.

Время-импульсный принцип основывается на анализе длительности пауз, появляющихся в кривой дифференциального тока (рис. 8.10). При аperiodическом броске тока намагничивания паузы $t_{п}$ между моментами, когда мгновенные значения тока намагничивания превышают ток срабатывания реагирующего органа защиты (РО), велики (рис. 8.10, а и б). При синусоидальном токе (режим КЗ в защи-

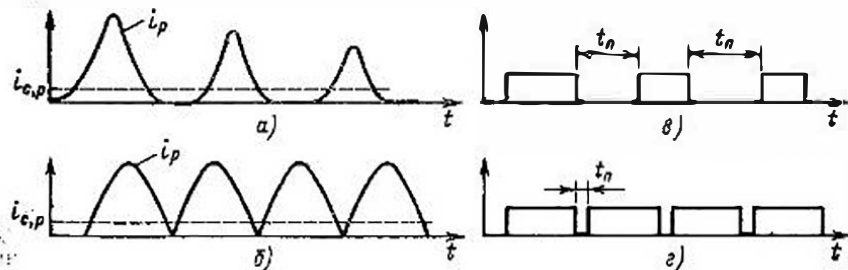


Рис. 8.10. Временные диаграммы, поясняющие принцип действия дифференциальной защиты с реле типа ДЗТ-21:

а — выпрямленный рабочий ток в реле при броске тока намагничивания; б — то же при симметричном токе КЗ; в — импульсы и паузы на выходе органа, формирующего импульсы при броске тока намагничивания; г — то же при симметричном токе КЗ

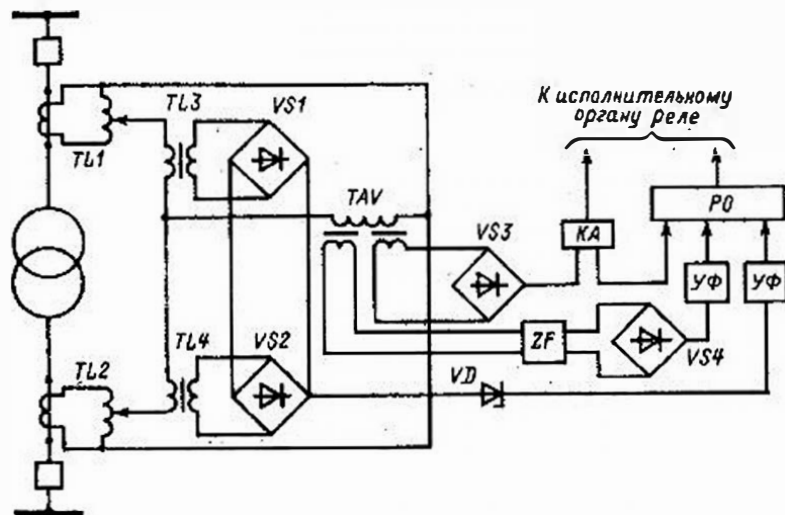


Рис. 8.11. Однолинейная структурная схема защиты ДЗТ-21

часовой зоне) паузы между мгновенными значениями выпрямленного тока КЗ, превышающими ток срабатывания РО, малы (рис. 8.10, а и б). Таким образом, оценивая с помощью специальной схемы (см. ниже) продолжительность пауз, защита может отличить режим броска тока намагничивания (блокировка защиты) от режима КЗ в зоне (срабатывание защиты).

Сочетание в ДЗТ-21 (ДЗТ-23) двух указанных способов позволяет обеспечить отстройку защиты от бросков тока намагничивания при необходимых быстродействии и чувствительности. В защите предусмотрено также торможение от фазных токов в двух плечах защиты, улучшающее отстройку от установившихся и переходных токов небаланса. При больших кратностях тока в защищаемой зоне, особенно при наличии апериодической составляющей, может наступить насыщение ТТ защиты. При этом во вторичных токах ТТ появляются паузы, которые могут вызвать замедление или отказ защиты. Для обеспечения надежности и быстродействия защиты в этих режимах в схеме предусмотрена дополнительная отсечка.

Реле ДЗТ-21 (ДЗТ-23) выполнено трехфазным в четырехмодульной каскаде: три фазных модуля (по числу фаз) и четвертый общий модуль питания и управления (стабилизатор питания полупроводниковых цепей, выходное промежуточное реле, сигнализация и т. д.).

Однолинейная структурная схема защиты приведена на рис. 8.11, она содержит: промежуточные автотрансформаторы $TL1$ и $TL2$ для выравнивания вторичных токов; промежуточные трансформаторы $TL3$, $TL4$ и выпрямители $VS1$, $VS2$, через которые формируется тормозной ток плечей защиты, подаваемый к реагирующему органу РО; стабилизатор VD , включенный последовательно в тормозную цепь и обеспечивающий при небольших токах работу защиты без торможения (рис. 8.12); трансреактор TAV , к вторичным обмоткам которого подключено через выпрямитель $VS3$ реле дифференциальной отсечки KA и цепь торможения от тока второй гармоники; фильтр тока второй гармоники ZF и выпрямитель $VS4$, через которые подается к РО тормозной ток второй гармоники; устройства формирования, подающие в РО, пропорциональные тормозным токам.

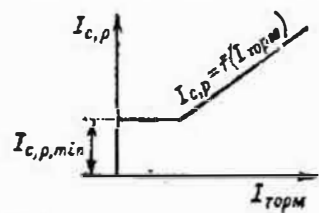


Рис. 8.12. Характеристика срабатывания защиты ДЗТ в зависимости от тормозного тока

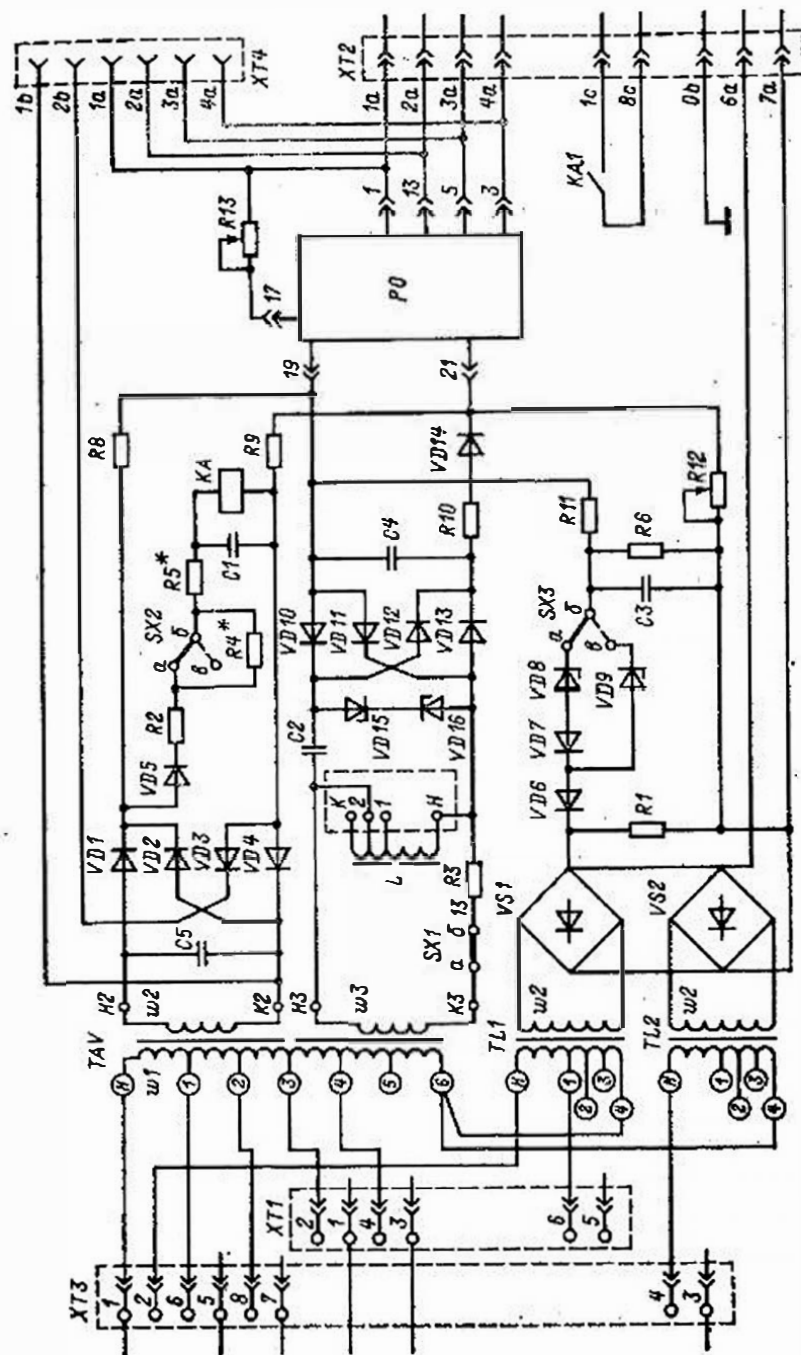


Рис. 8.13. Принципиальная схема фазного модуля МРЗД

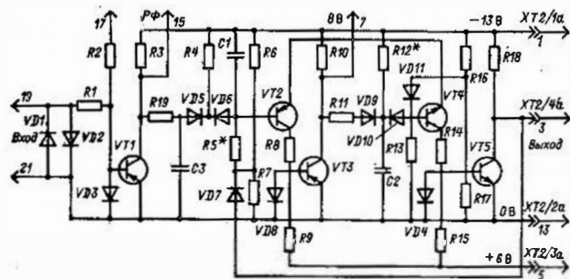


Рис. 8.14. Схема реагирующего органа Э1 дифференциального реле

Принципиальная схема фазного модуля МРЗД (рис. 8.13) содержит следующие основные узлы: рабочую цепь, упрощенную цепь торможения от тока второй гармоники, цепь торможения от токов в плечах защиты, реагирующий орган. Рабочая цепь состоит из трансректора ТАУ (обмотка w_2), выпрямительного моста на диодах $VD1-VD4$ и резистора $R8$, $R9$. Обмоточные данные трансректора и значения сопротивлений резисторов $R8$, $R9$ подобраны так, что постоянная времени вторичной цепи трансректора составляет 0,06 периода промышленной частоты. Такое значение постоянной времени позволяет уменьшить отсройку от трансформированных токов включения примерно в 3–5 раз. В то же время индуктивная составляющая тока КЗ в защитной зоне уменьшается в пять раз.

Увеличение трансректора практически полностью за 0,18 Т (T — постоянная времени вторичной цепи ТАУ). Благодаря этому реле не замедляется при синусоидальных токах КЗ с аperiodической составляющей [10]. К выпрямительному мосту $VD1-VD4$ через диод $VD5$, резисторы $R2$, $R4^*$, $R5^*$, конденсатор $C1$ подключено реле КА с магнитоуправляемым контактом. С помощью этих элементов осуществляется дифференциальная отсежка, обеспечивающая надежную работу защиты при больших (более 40 %) перегрузках ТТ.

С помощью перемычек $SA2$ можно получить уставку отсежки $6I_{ном}$, $0,7I_{ном}$ или $9I_{ном}$ от (отклонение не более $\pm 10\%$), где $I_{ном}$, $0,7I_{ном}$ — номинальное значение отсечки на трансректоре, $6I_{ном}$, $0,7I_{ном}$ — значения близкие к номинальному току трансформатора или автотрансформатора.

Конденсатор $C5$, подключенный параллельно обмотке w_2 трансректора, предназначен для защиты работы цепи от высокочастотных помех (при частотах более 1000 Гц).

Цель торможения от тока второй гармоники состоит из трансректора ТАУ (обмотка w_3), резистора $R3$, $R10$, фильтра второй гармоники L , $C2$, выпрямительного моста на диодах $VD10-VD13$, сглаживающего конденсатора $C4$ и разделительного диода $VD14$.

Существенным недостатком дифференциального реле, исходящих принципов торможения от второй гармонической составляющей, является замедление их срабатывания при КЗ в зоне, что обусловлено появлением больших значений тока

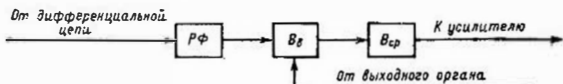


Рис. 8.15. Структурная схема реагирующего органа

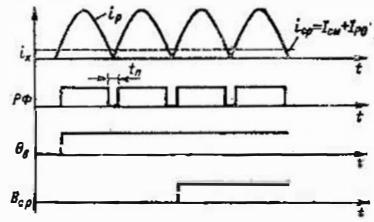


Рис. 8.16. Диаграммы, поясняющие принцип работы реагирующего органа реле ДЗТ-21 при КЗ в зоне

второй гармоники при насыщении ТТ. Для устранения указанного замедления в схему цепи торможения от второй гармонической составляющей введены стабилизаторы, которые ограничивают тормозной сигнал на уровне, соответствующем периодическому броску намагничивающего тока с амплитудой $2I_{ном}$, ота.

Цель торможения от тока в плечах защиты состоит из промежуточных трансформаторов $TL1$ и $TL2$, выпрямительных мостов $VS1$ и $VS2$, диодов $VD6$, $VD7$, стабилизаторов $VD8$, $VD9$, сглаживающего конденсатора $C3$ и резисторов $R1$, $R6$, $R11$, $R12$.

Тормозные характеристики реле показаны на рис. 8.12. Регулирование коэффициента торможения производится с помощью переменного резистора $R12$. Благодаря наличию стабилизаторов $VD8$, $VD9$ в лачальной части тормозных характеристик имеется горизонтальный участок. Он обеспечивает работу защиты без торможения при тормозных токах, меньших $I_{ном}$, ота или $0,6I_{ном}$, ота (элементы переключения шкалки $SK3$).

В схеме тормозной цепи реле предусмотрены выходы $XT2/6a$ и $XT2/7a$ для подключения одной или двух приставок дополнительного торможения.

Схема реагирующего органа РО дифференциального реле приведена на рис. 8.14, а принцип действия поясняется диаграммами на рис. 8.15. Реагирующий орган состоит из релеяного формирователя $РФ$, элемента задержки времени на выходе B_1 (5 мс) и элемента выдержки времени на срабатывании $B_{ср}$ (22 мс).

Релеяный формирователь прямоугольных импульсов $РФ$ выполнен по схеме усилитель-ограничитель на транзисторе $VT1$. В элемент B_1 входит зарядная цепь $R12^* - C2$ и пороговый орган, выключенный на транзисторах $VT2$, $VT3$ и делитель напряжения $R16$, $R17$. В элемент $B_{ср}$ входит зарядная цепь $R12^* - C2$ и пороговый орган на транзисторах $VT4$, $VT5$ и делитель напряжения $R16$, $R17$.

Регулирование тока срабатывания $РФ$ и, следовательно, тока срабатывания защиты при отсутствии торможения производится с помощью резистора $R13$, подключенного к выводу 17 и $1PO$ (см. рис. 8.13).

Для получения релеяной характеристики PO в его схему введена цепь положительной обратной связи, действующая на увеличение узлы элемента B_1 . Увеличение узлы элемента B_1 после срабатывания PO позволяет увеличить работу реле при токах КЗ с аperiodической составляющей. В первом периоде после появления КЗ степень насыщения ТТ значительно меньше, чем во втором периоде, и длительность пауз на заданном уровне измерения также меньше. Поэтому PO , сработав в первом периоде, будет удерживаться в последующие благодаря увеличению узлы по длительности паузы. Положительная обратная связь и PO осуществляется подключением диода $VD7$ между выходом PO и средней точкой делителя $R6$, $R7$. К этой же точке подключено зарядное сопротивление $R5$ элемента B_1 .

В нормальном режиме и режиме внешнего КЗ ток на выходе PO мал, поэтому сигнал на узле релеяного формирователя прямоугольных импульсов $РФ$ (рис. 8.16) равен нулю. Сигналы на выходе органов B_1 и $B_{ср}$ также равны нулю.

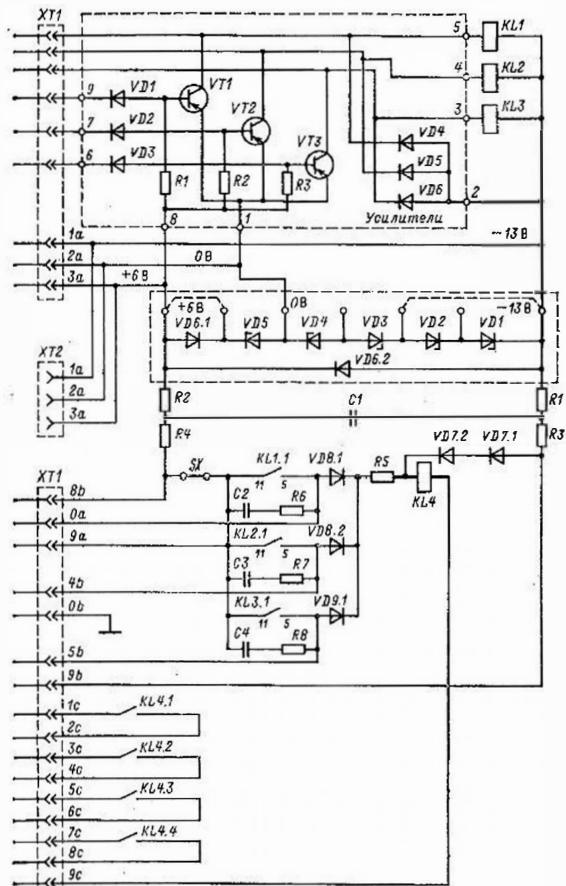


Рис. 8.17. Схема модуля питания защиты ДЗТ-21

При этом транзистор $VT1$ открыт, конденсатор $C1$ заряжен, транзисторы $VT2$ и $VT3$ открыты, конденсатор $C2$ разряжен, транзисторы $VT4$ и $VT5$ открыты. Сигнал на выходе PO равен нулю.

При появлении на входе PO синусоидального тока, выпрямленного по схеме двухполупериодного выпрямления и превышающего ток срабатывания $РФ$, транзистор $VT1$ начинает периодически закрываться и открываться (рис. 8.14). При закрытии транзистора $VT1$ конденсатор $C1$ разряжается через диод $VD6$ и резистор $R4$, транзисторы $VT2$ и $VT3$ закрываются и конденсатор $C2$ начинает заряжаться.

При последующем открывании $VT1$ диод $VD6$ закрывается и конденсатор $C1$ заряжается через резистор $R5$. Если длительность открытого состояния транзистора $VT1$ (длительность пика) велика, то конденсатор $C1$ успевает зарядиться до напряжения, равного опорному; транзисторы $VT2$ и $VT3$ открываются, на время, достаточное для полного разряда конденсатора $C2$ (0,25—0,75 мс). При этом транзисторы $VT4$ и $VT5$ остаются открытыми и сигнал на выходе PO равен нулю.

При увеличении тока на входе PO до значения, превышающего ток срабатывания реле, длительность открытого состояния $VT1$ уменьшается и конденсатор $C1$ не успевает зарядиться до напряжения, равного опорному. Транзисторы $VT2$ и $VT3$ в этом случае остаются закрытыми и конденсатор $C2$ заряжается до напряжения, достаточного для выхода транзисторов $VT4$ и $VT5$ из насыщения. При этом снижается потенциал выхода PO , диод $VD7$ закрывается и потенциал средней точки делителя $R6, R7$ снижается. Это приводит к увеличению времени заряда конденсатора $C1$ до значения, при котором напряжение станет равным опорному, т. е. к изменению уставки элемента B_n . Поэтому транзистор $VT2$ продолжает оставаться закрытым (проявление релейной характеристики PO), а транзисторы $VT4$ и $VT5$ переходят в режим отсечки. На выходе PO появляется сигнал, равный 1.

Для повышения выключостойчивости реле при появлении высокочастотной помехи в схеме PO установлен конденсатор $C3$, создающий задержку на срабатывание $РФ$ около 0,4 мс.

Модуль питания. Схема модуля питания (МПУ) защиты (рис. 8.17) содержит следующие узлы: усилитель, выполненный на транзисторах $VT1$ и $VT2$; параметрический стабилизатор питания, выполненный на стабилизаторах $VD1—VD5$, диоде $VD6.1$ и резисторах $R1—R4$; выходное реле защиты.

Усилитель имеет на входе схему ИЛИ на диодах $VD1—VD3$ и служит для связи выходов PO дифференциальных реле каждой фазы с промежуточным реле $KL1$ (геркон). Дифференциальные отсечки (см. выше) также действуют через $KL1$.

Контакт промежуточного реле $KL1.1$ находится в цепи обмотки выходного промежуточного реле $KL4$. Искрогасящий контур $R6—C2$ и диоды $VD7.1$ и $VD7.2$ улучшают условия переключения герметизированного контакта.

В схеме параметрического стабилизатора питания стабилизаторы $VD1—VD3$ и диод $VD6.1$ служат для некоторой компенсации разброса напряжений стабилизаторов $VD4$ и $VD5$ соответственно. Номинальные напряжения питания полупроводниковых цепей —13 и +6 В.

Диод $VD6.2$ защищает полупроводниковые приборы от повреждения при подаче на МПУ напряжения обратной полярности. Конденсатор $C1$ служит для предотвращения влияния помех по цепи питания на регистрирующие органы реле.

В схеме МПУ защиты ДЗТ-21 предусмотрена выход $XT2$ %, позволяющий подключать последовательно с обмоткой реле $KL4$ указательное реле РУ-21, и выход $XT1/0a$, позволяющий при необходимости подключать дополнительное выходное промежуточное реле.

Защита ДЗТ-23 имеет несколько отличающуюся схему МПУ и пофазный выход.

8.8. ТОКОВАЯ ОТСЕЧКА

Как правило, на трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью менее 6300 кВ·А, работающих одиночно, и трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью менее 4000 кВ·А, работающих параллельно, вместо сложной дифференциальной защиты устанавливается токовая отсечка. Действие токовой отсечки транс-

форматора (автотрансформатора) основано на том же принципе, что и токовой отсечки линии, рассмотренной в § 6.9.

Ток срабатывания отсечки выбирают таким, чтобы она не работала при КЗ за трансформатором, по формуле

$$I_{ср} = k_{н} k_{сх} \frac{I_{н, \max}}{K_I}, \quad (8.19)$$

где $I_{н, \max}$ — максимальный ток КЗ, проходящий через трансформатор (автотрансформатор) при КЗ за ним; $k_{н}$ — коэффициент надежности отстройки, равный 1,3—1,4 для реле типа РТ-40, действующих через промежуточные реле; 1,5—1,6 для реле РТ-60.

Чувствительность отсечки характеризуется коэффициентом чувствительности

$$k_{ч} = \frac{I_{н} k_{сх}}{I_{ср} K_I}, \quad (8.20)$$

где $I_{н}$ — ток при КЗ на вводах трансформатора (автотрансформатора) со стороны источника питания. Коэффициент чувствительности должен быть не менее двух.

8.4. ГАЗОВАЯ ЗАЩИТА

Область применения, принцип действия и устройство газовых реле. Газовая защита устанавливается на трансформаторах, автотрансформаторах и реакторах с масляным охлаждением, имеющих расширители.

Применение газовой защиты является обязательным на трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 6300 кВ·А и более, а также на трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 1000—4000 кВ·А, не имеющих дифференциальной защиты или отсечки и если максимальная токовая защита имеет выдержку времени 1 с и более. На трансформаторах мощностью 1000—4000 кВ·А применение газовой защиты при наличии другой быстродействующей защиты допускается, но не является обязательным. Применение газовой защиты является обязательным также на внутрицепных трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 630 кВ·А и более независимо от наличия других быстродействующих защит [27].

Действие газовой защиты основано на том, что в масле, даже незначительные повреждения, а также повышенные температуры в баке трансформатора (автотрансформатора) вызывают разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа. Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы при медленном газообразовании подавался предупредительный сигнал, а при бурном газообразовании, что имеет место при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного трансформатора (автотрансформатора). Кроме того, газовая защита действует на сигнал и на отключение или только на сигнал при опасном понижении уровня масла в баке трансформатора или автотрансформатора.

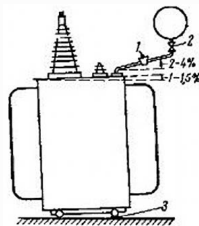


Рис. 8.18. Установка газового реле на трансформаторе:
1 — газовое реле; 2 — кран; 3 — подкладки для создания необходимого уклона крышки трансформатора (автотрансформатора)

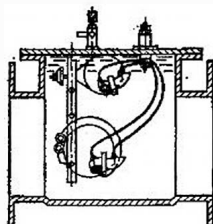


Рис. 8.19. Устройство поплавкового газового реле типа ПГ-22

Газовая защита является универсальной и наиболее чувствительной защитой трансформаторов (автотрансформаторов) от внутренних повреждений. Она реагирует на такие опасные повреждения, как замыкания между витками обмоток, на которые не реагируют другие виды защит из-за недостаточного значения тока при этом виде повреждения.

Газовая защита осуществляется с помощью специальных газовых реле, которые подразделяются на поплавковые, газвостные и чашечные.

Газовое реле представляет собой металлический кожух, врезанный в маслопровод между баком трансформатора (автотрансформатора) и расширителем, как показано на рис. 8.18. Реле заполнено маслом. Кожух реле имеет смотровое стекло со шкалой, с помощью которой определяется объем скопившегося в реле газа. На крышке газового реле имеется кранчик для выпуска воздуха и взятия пробы газа для его анализа, а также расположены зажимы для подключения кабеля к контактам, находящимся внутри кожуха. У поплавковых реле внутри кожуха укреплены на шарнирах два поплавка, представляющих собой полые металлические цилиндры (или пластмассовые шарниры). На поплавках укреплены ртутные контакты, соединенные с выводными зажимами на крышке реле.

Ртутный контакт представляет собой стеклянную запаянную колбочку с впаянными в ее верхнюю часть двумя контактами. Колбочка содержит небольшое количество ртути, которая при определенном положении колбочки замыкает между собой оба контакта, чем создается цепь через реле.

Конструкция наиболее распространенного газового реле типа ПГ-22 показана на рис. 8.19. Верхний поплавок является сигнальным элементом защиты. Нормально, когда реле полностью заполнено маслом, поплавок всплывает и его контакт при этом разомкнут. При медленном газообразовании газы, поднимающиеся к расширителю, постепенно заполняют верхнюю часть реле и вытесняют масло.

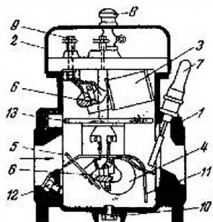


Рис. 8.20. Устройство лопастного газового реле фирмы АЕG-Union;

1 — кожух; 2 — коробка движков; 3 — сигнальный индикатор; 4 — отключающий поплавков; 5 — лопасть; 6 — ртутные контакты; 7 — стержень для опробования отключающего элемента; 8 — пружина; 9 — зажим; 10 — пробка; 11 — экран; 12 — пружина; 13 — экран

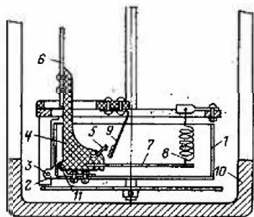


Рис. 8.21. Устройство отключающего элемента газового реле чашечного типа

С понижением уровня масла в реле поплавков, опускаясь, поворачивается на своей оси,

вследствие чего происходит замыкание ртутных контактов в цепи предупредительной сигнализации. При дальнейшем медленном газообразовании реле не может поддвигаться на отключение, так как оно заполняется газом лишь до верхней кромки отверстия маслопровода, после чего газы будут выходить в расширитель. Аналогично работает сигнальный элемент и при понижении уровня масла в реле по другим причинам, например из-за утечки масла из бака трансформатора или понижения температуры. Нижний поплавок, расположенный против отверстия маслопровода, является отключающим элементом реле. При бурном газообразовании вследствие повышения давления в баке трансформатора (автотрансформатора) возникает сильный поток масла и газа в расширитель через газовое реле. При скорости движения потока газа и масла 0,5 м/с нижний поплавок, находящийся на пути движения потока, опрокидывается и происходит замыкание его ртутных контактов в цепи отключения. Благодаря тому, что при КЗ в трансформаторе (автотрансформаторе) сразу возникает бурное газообразование, газовая защита производит отключение с небольшим временем — 0,1—0,3 с. Отключающий элемент работает так же при большем понижении уровня масла в корпусе реле.

У лопастных реле сигнальный элемент выполняется так же, как у поплавковых, а отключающий состоит из поплавка и поворотной лопасти, механически связанных с общим ртутным контактом, действующим на отключение.

Пример лопастного реле приведен на рис. 8.20. Лопасть 5 расположена против входного отверстия реле со стороны бака трансформатора (автотрансформатора) и действует так же, как поплавок у реле ПГ-22. Для регулирования скорости срабатывания в пределах 0,5—1,5 м/с предусмотрена возможность изменения площади лопасти, на которую воздействует поток газов и масла. Отключающий

поплавок 4 защищен от потока масла и газов экраном 11 и поэтому срабатывает только при понижении уровня масла. Если действие на отключение при понижении уровня масла не требуется, то оно может быть выведено ввертыванием пробки 12.

У чашечных реле вместо поплавков используются открытые металлические чашки и вместо ртутных контактов обычные открытые контакты, работающие непосредственно в масле. Принцип действия отключающего элемента чашечного реле показан на рис. 8.21. Открытая чашка 1 с ушком 2 может поворачиваться на оси 3. С чашкой связана колодка 4, на которой укреплены подвижный контактный мостик 5, лопасть 6 и пластина 7, соединенная с нижним концом пружины 8. Верхний конец пружины 8 и неподвижные контакты 9 укреплены на неподвижной части газового реле. Сигнальные и отключающие элементы помещены в корпус 10 (такой же, как у газового реле типа ПГ-22). Сигнальный элемент выполнен аналогично, но чашка не имеет лопасти.

Нормально, когда корпус реле полностью заполнен маслом, верхняя и нижняя чашки тоже заполнены маслом и удерживаются в исходном положении пружинами 8.

При понижении уровня масла в корпусе реле вследствие скопления газа в его верхней части верхняя чашка под воздействием момента, создаваемого весом масла, находящегося в чашке и превышающего момент пружины 8, поворачивается на оси 3. При этом контактный мостик 5 замыкает неподвижные контакты 9 в цепи предупредительной сигнализации. Аналогично срабатывают сигнальный и отключающий элементы при понижении уровня масла в корпусе реле по другим причинам, например при утечке масла из бака трансформатора (автотрансформатора) или понижении температуры. При этом отключающий элемент, расположенный ниже сигнального, срабатывает при более глубоком понижении уровня масла в реле.

При повреждении внутри бака трансформатора (автотрансформатора), сопровождающихся бурным газообразованием, поток масла и газов, устремляющийся в расширитель через газовое реле, воздействует на лопасть 6 отключающего элемента (нижней чашки). При этом колодка 4 поворачивается на оси 11 и контактный мостик 5 замыкает неподвижные контакты 9 в цепи отключения выключателей поврежденного трансформатора (автотрансформатора).

Предусматривается следующее использование элементов газового реле [27]: при слабом газообразовании — на сигнал и при интенсивном — на отключение. Допускается действие на сигнал как при слабом, так и при сильном газообразовании на трансформаторах (автотрансформаторах), имеющих дифференциальную защиту или «течку», трансформаторах не имеющих выключателей, а также внутрицеховых трансформаторах мощностью 1600 кВ·А и менее при наличии защиты от КЗ со стороны источника питания. Для обеспечения действия газовой защиты на отключение при кратковременном замыкании контактов газового реле выполняется подхват отключающего импульса.

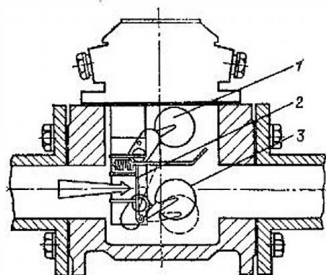


Рис. 8.22. Газовое реле типа BF80/Q

Большое распространение в последние годы получили газовые реле, изготовленные в ГДР: реле Бухгольца (типа BF80/Q) и струйные реле (типа ÜRF 25/10). Реле BF 80/Q (рис. 8.22) имеет сигнальный и два отключающих элемента. Сигнальный элемент управляется шарообразным пластмассовым поплавком 1. Отключающий

элемент, кроме такого же поплавка 3, содержит пластину 2, установленную поперек потока масла и масляногазовой смеси. Контактная система сигнального и отключающего элементов выполнена при помощи магнитоуправляемых герконов (см. гл. 3), замыкание которых происходит при воздействии на них постоянных магнитов, перемещаемых поплавками и поворотной пластиной. В отключающем элементе постоянный магнит можно установить в одном из трех положений, соответствующих следующим уставкам скорости срабатывания: 0,65—1—1,5 м/с. Время срабатывания реле зависит от кратности действительной скорости потока масла по отношению к уставке. При кратности 1,25 время срабатывания не превышает 0,15 с; при кратности 1,5 — не более 0,1 с. Коммутационная способность контактов: 2 А при 220 В постоянного тока, переходное сопротивление контактов не более 0,3 Ом. Реле снабжено устройством для ручного опробования работоспособности обоих элементов. Реле имеет кран для отбора проб газа. На трансформаторах с регулированием под нагрузкой коэффициент трансформации (РПН) для защиты устройства РПН от повреждений внутри его бака применяется газовое реле типа ÜRF 25/10, называемое струйным. Эти реле имеют один отключающий элемент, реагирующий органом которого является поворотная пластина, установленная поперек потока масляногазовой смеси; как и у реле типа BF80/Q, поворотная пластина при срабатывании реле перемещает постоянный магнит, который переключает геркон. При срабатывании реле поворотная пластина фиксируется в сработавшем положении до возврата вручную. Это не дает возможности включить в работу трансформатор, отключившийся газовой защитой, до принятия необходимых мер и ручного возврата струйного реле. Для возврата отключающего элемента реле предусмотрено устройство, которое служит также и для опробования работоспособности реле.

8.5. ЗАЩИТА ОТ СВЕРХТОКОВ

Назначение, виды и размещение защиты. Защита трансформаторов и автотрансформаторов от сверхтоков является резервной, предназначенной для отключения их от источников питания

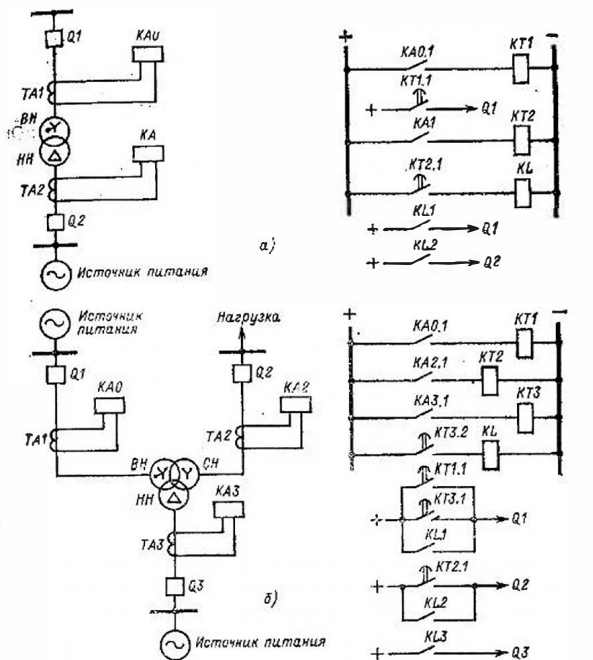


Рис. 8.23. Примеры размещения защит от сверхтоков на повышающих двухобмоточном (а) и трехобмоточном (б) трансформаторах: ТА1 — трансформаторы тока соединены в схему фильтра токов нулевой последовательности; ТА2 и ТА3 — то же в схему нулевой или исходной звезды; КА0 — защита нулевой последовательности; КА — защита от межфазных КЗ

как при повреждениях самих трансформаторов (автотрансформаторов) и отказе основных защит, так и при повреждениях смежного оборудования и отказах его защиты или выключателей. При отсутствии специальной защиты шин защита трансформаторов (автотрансформаторов) от сверхтоков осуществляет также защиту этих шин.

В качестве защиты от сверхтоков при межфазных КЗ используются максимальная токовая защита, максимальная токовая защита с пуском от напряжения, максимальная направленная защита, максимальная токовая защита обратной последовательности. Для защиты

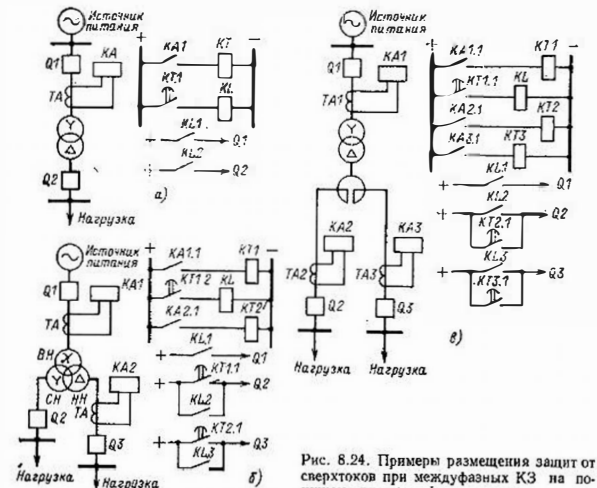


Рис. 8.24. Примеры размещения защит от сверхтоков при междуфазных КЗ на понижающих трансформаторах: а — двухобмоточном; б — трехобмоточном при отсутствии питания со стороны обмотки среднего напряжения; в — двухобмоточном, питающем две секции шин

от сверхтоков при однофазных КЗ используются максимальная токовая защита и максимальная направленная защита нулевой последовательности. Защита от сверхтоков при междуфазных КЗ устанавливается со стороны источника питания, а при нескольких источниках питания — со стороны главных источников. Защита от сверхтоков при однофазных КЗ устанавливается со стороны обмоток, соединенных в схему звезды с заземленной нулевой точкой.

На рис. 8.23 приведены примеры размещения защиты от сверхтоков повышающих трансформаторов и автотрансформаторов. На двухобмоточном трансформаторе (рис. 8.23, а) предусматривается защита от сверхтоков при междуфазных КЗ со стороны шин генераторного напряжения с действием на все выключатели трансформатора и максимальная токовая защита нулевой последовательности со стороны обмотки ВН с действием на выключатель этой обмотки.

На трехобмоточном трансформаторе при отсутствии питания со стороны обмотки среднего напряжения (рис. 8.23, б) устанавливаются два комплекта защиты от сверхтоков при междуфазных КЗ: один со стороны среднего напряжения с действием на выключатель обмотки этого напряжения и второй со стороны шин генераторного напряжения с двумя выдержками времени. С одной выдержкой времени защита действует на отключение выключателя со стороны

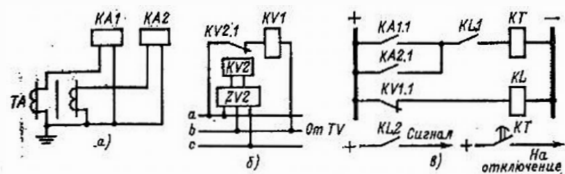


Рис. 8.25. Принципиальная схема максимальной токовой защиты с пуском по напряжению

обмотки ВН, а с другой (большей) — на отключение всех выключателей трансформатора. Кроме того, со стороны обмотки ВН устанавливается максимальная токовая защита нулевой последовательности.

Аналогично выполняется защита от сверхтоков при междуфазных КЗ автотрансформаторов, при отсутствии питания со стороны среднего напряжения. Максимальная токовая защита нулевой последовательности автотрансформаторов устанавливается со стороны высшего и среднего напряжений, причем одна из них выполняется направленной.

На рис. 8.24 приведены примеры размещения защиты от сверхтоков понижающих трансформаторов. На двухобмоточном трансформаторе с односторонним питанием (рис. 8.24, а) устанавливается один комплект защиты со стороны источника питания, действующий на отключение всех выключателей. На трехобмоточном трансформаторе с односторонним питанием (рис. 8.24, б) устанавливаются два комплекта защиты. Один комплект со стороны обмотки НН действует на отключение выключателя этой обмотки. Другой комплект со стороны обмотки ВН действует с двумя выдержками времени, с меньшей — на отключение выключателя обмотки СН и с большей — на отключение всех выключателей трансформатора. Аналогично выполняется защита понижающих автотрансформаторов при отсутствии питания со стороны обмотки среднего напряжения.

На двухобмоточном трансформаторе, питающем две секции шин, например, через слоенный реактор (рис. 8.24, в), устанавливаются три комплекта защиты; один со стороны источника питания и два со стороны каждого ответвления к секциям шин.

Схемы защит от сверхтоков. Схемы максимальных токовых и максимальных направленных защит от междуфазных КЗ и нулевой последовательности были рассмотрены в гл. 6 и 7. Кроме рассмотренных схем, для защиты трансформаторов и автотрансформаторов применяется максимальная токовая защита с пуском от напряжения и максимальная токовая защита обратной последовательности. Принципиальная схема максимальной токовой защиты с пуском от напряжения приведена на рис. 8.25. Как видно из схемы, последовательно с контактами токовых реле $KA1.1$ и $KA2.1$ в цепи обмотки реле времени KT включен контакт промежуточного реле $KL.1$. Это реле

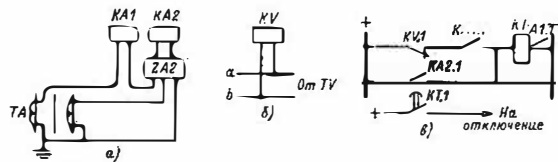


Рис. 8.26. Принципиальная схема максимальной токовой защиты обратной последовательности с приставкой для действия при трехфазных КЗ:

а — цепи тока; б — цепи напряжения; в — цепи оперативного постоянного тока

фиксирует положение контактов пускового органа напряжения $KV2$, который состоит из фильтра-реле напряжения обратной последовательности $ZV2$ типа РНФ-1 и минимального реле напряжения $KV1$. Напряжение на реле $KV1$ подается через контакт $KV2.1$ реле, включенного через фильтр напряжения обратной последовательности $ZV2$. При всех видах двухфазных КЗ вследствие возникновения напряжения обратной последовательности реле $KV2$ срабатывает и снимает напряжение с реле $KV1$, которое при этом также срабатывает и подает плюс на контакты токовых реле $KA1.1$ и $KA2.1$. При трехфазных КЗ напряжение обратной последовательности отсутствует, и поэтому реле $KV2$ не работает. Однако в этом случае сработает реле $KV1$, включенное на междуфазное напряжение, вследствие снижения напряжения на всех фазах.

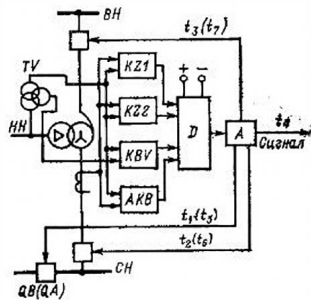
Кроме реле напряжения и тока, схема включает в себя промежуточное реле KL и реле времени KT . Рассмотренная защита обеспечивает большую чувствительность по сравнению с защитой по схеме рис. 6.22.

Принципиальная схема максимальной токовой защиты обратной последовательности приведена на рис. 8.26. Схема состоит из фильтра-реле тока обратной последовательности типа РТ-2 ($KA2$ и ZAZ) и реле времени KT . В таком виде действует только при несимметричных КЗ. Поэтому часто для обеспечения действия защиты при трехфазных КЗ токовую защиту обратной последовательности дополняют приставкой, состоящей из токового реле $KA1$ и реле минимального напряжения KV (рис. 8.26). Приставка действует на то же реле времени.

На мощных трансформаторах и автотрансформаторах, связывающих между собой основные сети напряжением 750—110 кВ, в качестве резервной защиты от внешних междуфазных КЗ применяется дистанционная защита. Применение ступенчатой дистанционной защиты позволяет обеспечить необходимую чувствительность к удаленным КЗ, а также селективность с аналогичными защитами линий электропередачи.

На рис. 8.27 приведена структурная схема панели типа ПЗ-5, устанавливаемой на трансформаторах и автотрансформаторах большой мощности. Защита содержит дистанционные ступени $KZ1$ и $KZ2$, блокировку при качаниях AKB и блокировку при неисправ-

Рис. 8.27. Структурная схема дистанционной защиты



ности цепей напряжения KBV . Взаимодействие этих элементов осуществляется с помощью промежуточных реле и реле времени, которые на рис. 8.27 условно показаны в виде логического блока D . Цепи отключения и сигнализации защиты объединены в выходном блоке A . Дистанционные ступени защиты осуществлены с помощью комплектов реле сопротивлений типов КРС-2 (первая ступень) и КРС-3 (вторая ступень), применяемых в панелях дистанционных защит линий 110—500 кВ.

Обычно токовые цепи дистанционной защиты включаются на ТТ, встроенные во втулки обмоток среднего или высшего напряжения трансформатора или автотрансформатора. Направленность при этом осуществляется в сторону шин соответствующего напряжения. Цепи напряжения защиты обычно подключаются к ТН стороны низшего напряжения трансформатора (автотрансформатора). При этом необходимо учитывать группу соединения обмоток силового трансформатора (автотрансформатора), так чтобы к реле сопротивлений подвключено напряжение, соответствующее по фазе токам, на которые подключены токовые цепи защиты. Кроме того, при подключении цепей напряжения защиты к ТН стороны низшего напряжения необходимо учитывать падение напряжения от тока нагрузки в обмотке низшего напряжения трансформатора (автотрансформатора).

На рис. 8.27 показаны отключающие цепи защиты ПЗ-5, направленной в сеть среднего напряжения автотрансформатора. Каждая ступень дистанционной защиты в данном случае выполнена с тремя выдержками времени: первая (t_1 и t_1') — на отключение секционного QV (или шиносоединительного QA) выключателя шин среднего напряжения; вторая (t_2 и t_2') — на отключение выключателя стороны среднего напряжения автотрансформатора; третья (t_3 и t_3') — на полное отключение автотрансформатора.

8.6. ЗАЩИТА ОТ ПЕРЕГРУЗКИ

Перегрузка трансформаторов (автотрансформаторов) обычно бывает симметричной. Поэтому защита от перегрузки выполняется с помощью максимальной токовой защиты, включенной на ток одной фазы. Защита действует с выдержкой времени на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях — на разгрузку или отключение трансформаторов (автотрансформаторов).

На двухобмоточных трансформаторах защита от перегрузки устанавливается со стороны основного питания. На трехобмоточных

9.1. ПОВРЕЖДЕНИЯ И НЕНОРМАЛЬНЫЕ РЕЖИМЫ РАБОТЫ ГЕНЕРАТОРОВ. ТИПЫ ЗАЩИТ ГЕНЕРАТОРОВ

Повреждения обмотки статора. Многофазные КЗ относятся к наиболее тяжелым видам повреждений генератора. Они сопровождаются большими токами. В несколько раз превышающими номинальный ток генератора. Для защиты от многофазных КЗ, вызывающих значительные разрушения в статоре, на всех генераторах мощностью выше 1000 кВт при наличии выводов отдельных фаз со стороны нейтрали устанавливается продольная дифференциальная защита, действующая на отключение генератора. На генераторах малой мощности для защиты от многофазных КЗ допускается применение более простых устройств: максимальной токовой защиты или отсечки, установленной со стороны выводов генератора, а также автоматических выключателей или плавких предохранителей.

Одnofазные замыкания на землю (на корпус генератора) в генераторах с напряжением обмотки статора выше 1000 В, работающих с изолированной нейтралью, сопровождаются прохождением в месте повреждения небольшого тока по сравнению с токами многофазных КЗ. Однако длительное продолжение тока и горение дуги в месте замыкания на корпус генератора могут привести к выгоранию изоляции и значительному оплавлению активной стали статора, после чего потребуется продолжительный ремонт с заменой поврежденной стали. На основании опыта эксплуатации и специальных испытаний установлено, что при повреждениях в обмотке статора ток замыкания на землю до 5 А обычно не приводит к значительному повреждению стали. Поэтому при токах замыкания на землю в сети генераторного напряжения меньше 5 А защита от замыканий на землю, как правило, выполняется с действием на сигнал. Если же токи замыкания на землю превышают 5 А, защита должна действовать на отключение генератора.

На генераторах малой мощности напряжением до 1000 В, работающих с заземленной нейтралью, защита от однофазных КЗ, которые сопровождаются большими токами, действует на отключение.

В статоре генератора могут также возникать замыкания между витками или одной фазы. Токи, проходящие при этом в месте повреждения, соизмеримы с токами многофазных КЗ. На генераторах, имеющих введенные параллельные ветви, для защиты от витковых замыканий устанавливается поперечная дифференциальная защита, действующая на отключение генератора. На генераторах, не имеющих введенных параллельных ветвей, защита от витковых замыканий не устанавливается, так как выполнение ее в этом случае сравнительно сложно, а также потому, что витковые замыкания в статоре генератора, не сопровождающиеся однофазным замыканием на землю или многофазным КЗ, очень редки.

Повреждения обмотки ротора. Замыкание на землю в одной точке цепи возбуждения не оказывает влияния на нормальную работу генератора, так в месте повреждения не проходит, и симметрия магнитного потока не нарушается. Однако наличие одного замыкания на землю представляет потенциальную опасность для генератора, так как в случае возникновения замыкания на землю во второй точке цепи возбуждения часть обмотки окажется замкнутой накоротко.

Замыкание на землю в двух точках цепи возбуждения сопровождается сильной вибрацией из-за нарушения симметрии магнитного потока. Дуга в месте замыкания может вызвать повреждение обмотки и стали ротора.

Для предупреждения поврежденных генераторов защита от замыканий на землю в одной точке цепи возбуждения гидрогенераторов должна быть предусмотрена с действием на отключение, а турбогенераторов (с водяным охлаждением обмотки ротора любой мощности, а с другими системами охлаждения — мощностью 300 МВт и выше) — с действием на сигнал [27].

Защита от замыканий на землю на двух точках цепи возбуждения устанавливается только на турбогенераторах.

Ненормальные режимы. Перегрузка статора током больше номинального влечет за собой перегрев и разрушение изоляции обмотки, что в резуль-

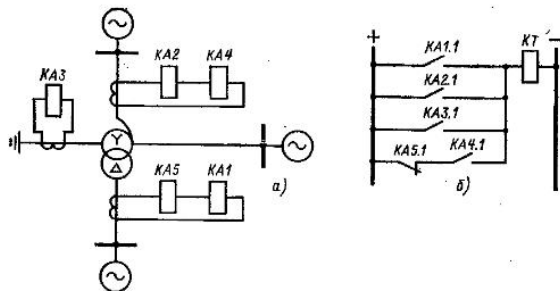


Рис. 8.28. Размещение защит от перегрузки автотрансформатора с трехсторонним питанием:

а — цепи переменного тока; б — опоритивные цепи

трансформаторах при двустороннем питании — со стороны основного питания и со стороны обмотки, где питание отсутствует, а при трехстороннем питании — со всех трех сторон.

На автотрансформаторах с трехсторонним питанием (рис. 8.28) защита от перегрузки устанавливается со стороны основного питания $KA1$, со стороны высшего напряжения $KA2$ и со стороны выводов обмотки автотрансформатора к нулевой точке (нейтраль) $KA3$ для контроля за перегрузкой общей части обмотки. Кроме того, на повышающих автотрансформаторах с трехсторонним питанием устанавливается защита от перегрузки стороны среднего напряжения $KA4$ в режиме, когда в обмотке НН нет тока. Необходимость этой защиты вызывается тем, что в таком режиме пропускная мощность автотрансформаторов снижается. Защита $KA4$ от перегрузки стороны среднего напряжения вводится в действие контактом реле $KA5.1$, который замыкается при исчезновении тока в обмотке НН.

Ток срабатывания защиты от перегрузки определяется по формулам:

$$I_{ср,з} = \frac{k_{н}}{k_{в}} I_{ном} \quad (8.21)$$

или

$$I_{ср} = \frac{k_{н}k_{сх}}{k_{в}k_{1}} I_{ном}, \quad (8.22)$$

где $k_{н} = 1,05$ — коэффициент надежности отстройки; $k_{сх}$ — коэффициент схемы; $k_{в}$ — коэффициент возврата реле; $I_{ном}$ — номинальный ток обмотки стороны трансформатора (автотрансформатора), на которой установлена рассматриваемая защита.

тате может привести к переключению КЗ или замыканию на землю). В эксплуатации все шире внедряются мощные турбогенераторы с непосредственным охлаждением обмоток; при этом охлаждающая среда («водород, вода») циркулирует по шпире токоведущих стержней, благодаря чему обеспечиваются лучшие условия охлаждения и более высокие плотности тока. Генераторы, имеющие меньшие размеры и лучшие технологические характеристики, выделяются отечественной промышленностью четырьмя типами: ТВФ, ТВВ, ТТЗ, ТВВ. Конструкция этих генераторов такова, что они допускают значительно меньшую перегрузку, чем генераторы с косвенным охлаждением. Для того чтобы дежурный персонал мог своевременно принять меры к разгрузке генератора, на нем устанавливается токовая защита от перегрузки, действующая на сигнал.

При внешних КЗ, когда токи перегрузки могут достигать больших значений, даже кратковременные их прохождение представляет опасность для обмотки статора. Для предотвращения повреждения генератора током перегрузки, если внешнее КЗ не будет отключено защитными линиями или трансформатором, служит максимальная токовая защита с пуском по направлению или без него, действующая на отключение генератора.

Наиболее тяжелые последствия для генераторов могут иметь место при внешних несимметричных КЗ (двухфазных или однофазных). В этом случае несимметрия (несимметрия) токов в фазах статора вызывает повышенный нагрев ротора и вибрацию генератора, что может вызвать его повреждение. Несимметрия токов статора может возникнуть также вследствие сбоя одной из фаз или отказа во включении — отключении выключателя одной из фаз. Допустимую длительность продолжения по генератору тока обратной последовательности, с можно определить согласно следующему выражению:

$$t_{\text{доп}} = A I_{\text{об}}^{-2} \quad (9.1)$$

где $I_{\text{об}}$ — кратность тока обратной последовательности по отношению к номинальному току генератора; A — постоянная величина для генераторов данного типа, значения которой приведены ниже; для турбогенераторов с косвенным охлаждением типа ТВЗ—29, типа ТВ—20; для турбогенераторов с непосредственным охлаждением типа ТВФ—15, типа ТВ, ТВВ, ТВВ (за исключением ТВВ-1000-4 и ТВВ-1200-2) — 8, типов ТВВ-1000-4 и ТВВ-1200-2 — 6; для гидрогенераторов с косвенным охлаждением — 8. Защита генератора от внешних несимметричных КЗ и несимметричных режимов осуществляется токовой защитой обратной последовательности, действующей на сигнал и на отключение.

Перегрузка по току. Защита ротора от перегрузки предусматривается только на турбогенераторах с непосредственным охлаждением обмотки. Эта защита должна оставаться в действии при работе генератора как на основном, так и на резервном возбуждении. Защита от перегрузки ротора устанавливается также на гидрогенераторах с косвенным охлаждением обмоток мощностью более 30 МВт. Защита обычно действует в два выдержки времени: с меньшей — на разгрузку генератора (через автоматической регулятор возбуждения), а с большей — на отключение генератора и гашение поля.

К ненормальным режимом относятся также работа синхронного генератора без возбуждения (например, при отключении АГП), так называемый а с и г е р о з и й и р е ж и м. При работе в асинхронном режиме увеличивается частота вращения генератора и возникает пульсация тока статора. Большинство турбогенераторов с косвенным охлаждением, за исключением машин с нарезными зубцами ротора, могут длительно (до 30 мин) работать в асинхронном режиме с нагрузкой до 60 % номинальной. Для турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток мощностью до 300 МВт допускается работа в асинхронном режиме с нагрузкой не более 40 % номинальной. Асинхронный режим работы гидрогенераторов в большинстве случаев сопровождается значительным повышением напряжения и большими калориями, при которых ток статора может и несколько раз превышать номинальное значение. Необходимо принять меры к восстановлению нормального режима, или немедленно принять меры к восстановлению нормального режима.

В отдельных случаях лезер возбуждения, не представляя опасности для самого генератора, может послужить причиной резкого снижения напряжения, угрожающего нарушить устойчивость параллельной работы. Это может случиться, если мощность генератора, испытывающего возбуждения, велика и энергос-

стема не может даже кратковременно покрыть дефицит реактивной мощности, выходящий вследствие потери возбуждения генератором. В этом случае генератор, потерявший возбуждение, также должен быть немедленно отключен от сети. Это обычно осуществляется с помощью специальной блокировки, отключающей выключатель генератора при отключении АГП.

На блоках с турбогенератором мощностью 160 МВт и более, имеющим непосредственное охлаждение проводников обмотки, и с гидрогенераторами следует предусматривать устройства защиты от асинхронного режима с потерей возбуждения. В качестве нулевого органа для такой защиты применяется направленно реле со сбросом. При переходе в асинхронный режим турбогенератора, потерявшего возбуждение, устройства релейной защиты или блокировка, фиксирующая отключение АГП, должны действовать на сигнал о потере возбуждения и производить автоматическое переключение нагрузки собственных нужд с ответвления блока, генератор которого потерял возбуждение, из резервного источника питания.

Повышение и падение в кВ на выводах обмотки статора может привести к нарушению изоляции и возникновению повреждений в обмотках генератора или трансформатора блока генератор—трансформатор. Опасное для изоляции повышение напряжения возникает вследствие несимметричности магнитного потока реакции статора и увеличения частоты вращения агрегата, что происходит при сбросе нагрузки. На блоках с турбогенераторами мощностью 160 МВт более предусматривается защита от повышения напряжения, которая вводится в действие при отключении генератора от сети. Защита действует на гашение поля генератора и возбуждение.

На блоках с гидрогенераторами защита от повышения напряжения действует на отключение генератора АГП. Допускается действие защиты на отключение агрегата.

Учитывая особенности технологического оборудования. При несимметричных технологического оборудования в ряде случаев требуется останавливать турбину и отключать генератор от сети. Многие технологические защиты, срабатывая, действуют на закрытие статорных выключателей турбины, вспомогательные контакты которых воздействуют на отключение генератора и гашение его поля. При этом во избежание разгона и разрушения турбины в случае неполного закрытия статорного клапана отбора пара или обратного клапана отбора пара (на тепловых установках турбинах) действие на отключение генератора и гашение поля контролируется с помощью контактов реле обратной мощности, замыкающегося, когда активная мощность начнет поступать из сети в генератор (после прекращения подачи пара в турбину). Другим способом предотвращения разгона турбины является задержка подачи команды на отключение генератора с помощью специального реле времени, срабатывающего при закрытии статорных и обратных клапанов отбора пара. За время срабатывания реле времени, на котором устанавливается выдержка времени, соответствующая допустимой длине пути беспроточного режима турбины (2—4 мин), происходит автоматическое закрытие газовой паровой задвижки, что снижает вероятность разгона турбины.

Ненормальными технологическими защитами турбины (в частности, действующими при осевом смещении ротора, при превышении давления масла, при истощении азотушки) должны отключать генератор немедленно без контроля прекращения пуска пара в турбину. Эти защиты действуют одновременно на закрытие статорных выключателей, на отключение и гашение поля генератора. Оперативное отключение генератора также производится с контролем прекращения подачи пара в турбину.

Для предотвращения пожара в генераторе, имеющем воздушное охлаждение, дежурный персонал при внутренних КЗ пускает в генератор воду. На электростанциях без обслуживающего персонала пуск воды в генератор производится автоматически при срабатывании защиты от внутренних КЗ в обмотке статора. На генераторах, работающих только с воздушным охлаждением, установок для тушения пожара не предусматривается, так как водород не поддерживает горения. Для тушения пожара на случай работы этих генераторов с воздушным охлаждением (если это допускается) применяется углекислота.

9.2. ПРОДОЛЖАЯ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЗАЩИТА

Основной защитой генераторов от многофазных КЗ в обмотке статора является продолжная дифференциальная защита. Эта защита подключается к ТТ, установленным со стороны выводов

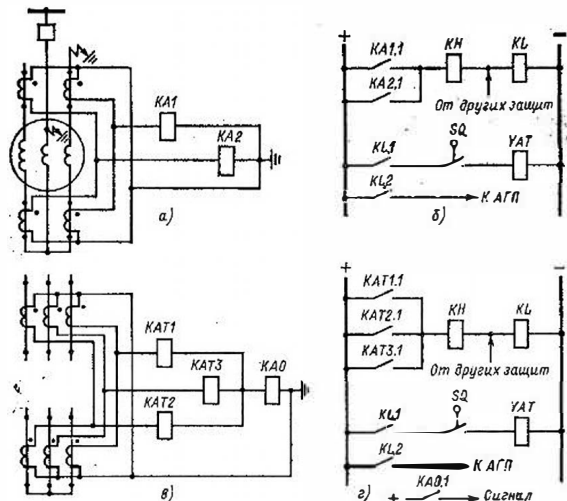


Рис. 9.1. Схема продольной дифференциальной защиты генератора:
 а — первичная схема и тяжелые оси (ТТ установлен в двух фазах); защита в двухфазном исполнении; б — цепи обмоточного тока; защита в трехфазном исполнении; в — токовые цепи; г — цепи обмоточного тока

и со стороны нулевой точки генератора; в зону ее действия входят обмотки, выводы статора и кабели или шины до распределительного устройства генераторного напряжения. На электростанциях без обслуживающего персонала, где продольная дифференциальная защита при срабатывании автоматически пускает воду в генератор, она подключается к ТТ так, чтобы в зону ее действия входили лишь обмотки и выводы статора.

На генераторах, работающих на шине генераторного напряжения, применяются главным образом две схемы продольной дифференциальной защиты (рис. 9.1). В первой из них, которая применяется на генераторах мощностью менее 30 МВт, используются два токовых реле и четыре ТТ (рис. 9.1, а). Недостатком этой схемы является то, что защита не будет срабатывать при двойном замыкании на землю (одно в сети, другое в обмотке статора), если в генераторе замкнется на землю фаза статора, на которой отсутствуют ТТ защиты. Для отключения генератора в этом случае предусматривается дополнительное токовое реле в схеме защиты от замыканий на землю, действующее без выдержки времени на отключение (см. ниже).

Если генератор не имеет защиты от замыканий на землю, действующей на отключение, продольная дифференциальная защита должна устанавливаться на трех фазах (рис. 9.1, б). На генераторах мощностью более 30 МВт с целью повышения надежности продольная дифференциальная защита всегда выполняется в трехфазном исполнении независимо от наличия защиты от замыканий на землю, действующей на отключение.

Ток срабатывания продольной дифференциальной защиты выбирается по условию отстройки от тока небаланса, проходящего в реле при внешних КЗ:

$$I_{ср,з} = k_n I_{вб,расч} \quad (9.2)$$

где k_n — коэффициент надежности, равный 1,3; $I_{вб,расч}$ — расчетный ток небаланса, определяемый согласно следующему выражению:

$$I_{вб,расч} = k_a k_{отдв} I_{н,мах} \quad (9.3)$$

где k_a — коэффициент анеродичности, учитывающий дополнительную погрешность ТТ в переходном процессе и принимаемый равным 1 для защиты с реле РНТ-565 и 1,5–2 для защиты с реле РТ-40 или с реле прямого действия РТМ; $k_{отдв}$ — коэффициент отстройки ТТ, принимаемый равным 0,5; f_1 — относительное значение погрешности ТТ, равное 0,1; $I_{н,мах}$ — периодическая составляющая тока (при $t = 0$), который проходит по ТТ защиты при внешнем металлическом КЗ на шинах генераторного напряжения.

Чтобы уменьшить токи небаланса, проходящие в реле при внешних КЗ, для продольной дифференциальной защиты подбираются ТТ, имеющие одинаковые характеристики намагничивания. При расчете по формуле (9.3) это учитывается коэффициентом отстройки. С этой же целью рекомендуется выравнивать сопротивления плеч дифференциальной защиты подбором соответствующих сечений жил соединительных кабелей, а в схемах защит генераторов небольшой мощности включать последовательно с обмотками токовых реле добавочные сопротивления 5–10 Ом. Для уменьшения тока небаланса, повышения чувствительности и надежности дифференциальной защиты целесообразно использовать в схеме реле с насыщающимися трансформаторами.

Продольная дифференциальная токовая защита генераторов большой мощности должна иметь ток срабатывания не более $0,6 I_{ном}$. Для генераторов мощностью до 30 МВт с косвенным охлаждением допускается выполнять защиту с током срабатывания $(1,3 \div 1,4) I_{ном}$. При такой уставке срабатывания дифференциальной защита, как правило, бывает надежно отстроена от тока небаланса и вместе с тем предотвращается ее ложное срабатывание в нормальном режиме в случае обрыва соединительных проводов или неисправности одного из ТТ. В последнем случае для сигнализации обрыва соединительных проводов дифференциальной защиты в нулевой провод токовых цепей включается токовое реле $KA0$ (рис. 9.1, в), ток срабатывания которого устанавливается равным 20–30% $I_{ном}$.

Для надежной отстройки реле РНТ от токов небаланса в переходном режиме при внешних КЗ на короткозамкнутой обмотке реле РНТ-562 устанавливаются отпайки А—А, а на реле РНТ-565 сопротивление, подключенное к короткозамкнутой обмотке, принимается равным 10 Ом.

Продольная дифференциальная защита генератора во всех случаях должна обеспечивать коэффициент чувствительности больше двух при КЗ на выводах генератора:

$$k_d = \frac{I_{н, \min}}{I_{с, з}} \geq 2, \quad (9.4)$$

где $I_{н, \min}$ — периодическая составляющая тока для $t = 0$ при металлическом двухфазном КЗ на выводах генератора.

Расчетный ток КЗ определяется для двух режимов: повреждение одиночно работающего генератора, когда ток к месту повреждения подходит только от генератора, и повреждение генератора, включаемого методом самосинхронизации, когда ток к месту КЗ подходит только от сети. В формулу (9.4) подставляется меньшее значение тока КЗ, определенное для этих двух расчетных режимов.

9.3. ПОПЕРЕЧНАЯ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЗАЩИТА

Для защиты генераторов, имеющих две параллельные ветви и более, применяется специальная поперечная дифференциальная защита, которая реагирует на разность токов, проходящих в параллельных ветвях обмотки статора. Принцип действия защиты такой же, как у поперечной дифференциальной (восьмерочной) защиты параллельных линий (см. гл. 7). В нормальном режиме в параллельных ветвях проходят равные токи и в реле попадает только ток небаланса. При замыкании между витками одной из параллельных ветвей равенство токов нарушается и реле срабатывает.

На рис. 9.2 показана схема однорелейной поперечной дифференциальной защиты, которая наиболее широко применяется в Советском Союзе. В этой схеме токовое реле подключено к ТТ, установленному в цепи между двумя нулевыми точками соединенных в звезду параллельных ветвей обмотки статора. В нормальном режиме, когда токи в обеих параллельных ветвях равны, а сумма токов в каждой звезде равна нулю, ток в реле не проходит. При возникновении виткового замыкания в одной из ветвей равенство токов нарушается и в реле проходит ток, под действием которого оно срабатывает. С целью повышения чувствительности токовое реле включается через фильтр ZF для отстройки от воздействия гармоник кратных трем, наличие которых обусловлено искажением формы кривой ЭДС генератора. В результате ток срабатывания реле при частоте 150 Гц (третья гармоника) примерно в 10 раз превышает ток срабатывания при частоте 50 Гц.

Защита выполняется без выдержки времени. Поперечная дифференциальная защита так же, как и продольная, должна действовать на отключение всех выключателей генератора, на гашение поля, а также на останов турбины. Кроме своего основного назначения —

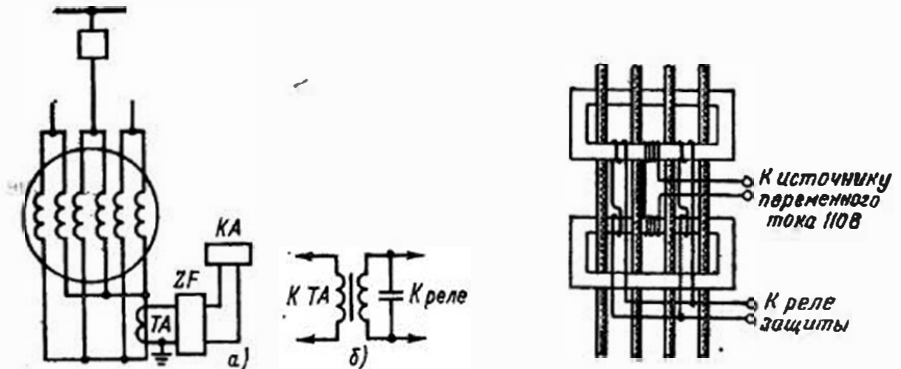


Рис. 9.2. Схема поперечной дифференциальной защиты:
а — цепи защиты; б — фильтр гармоник, кратных трем

защиты от витковых замыканий, поперечная дифференциальная защита может также в некоторых случаях срабатывать и при многофазных КЗ, резервируя продольную дифференциальную защиту. Ток срабатывания поперечной дифференциальной защиты отстраивается от максимального тока небаланса, который может проходить в реле при внешних КЗ, и принимается равным:

$$I_{с, з} = (0,2 \div 0,3) I_{ном}. \quad (9.5)$$

Рекомендуется при наладке и в условиях эксплуатации производить уточненный расчет с учетом действительных токов небаланса. Как показывает опыт эксплуатации, на турбогенераторах ток небаланса сравнительно невелик и ток срабатывания защиты, определенный по (9.5), обычно оказывается надежно отстроенным от этих токов. Напротив, на гидрогенераторах ток небаланса велик, вследствие чего приходится значительно загружать реле поперечной дифференциальной защиты, что снижает ее эффективность.

9.4. ЗАЩИТА ОТ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ

Назначение защиты. Для уменьшения тока замыкания на землю в сети генераторного напряжения, что существенно повышает надежность эксплуатации генераторов и кабельных сетей, генераторы напряжением 3 кВ и выше, как правило, работают с изолированной нейтралью.

При однофазном замыкании на землю на выводах генератора ток в месте замыкания равен (см. гл. 1):

$$I_3 = 3U_{\phi} / X_{\Sigma}. \quad (9.6)$$

Если замыкание на землю возникает не на выводах статора, а на расстоянии w витков от нулевой точки генератора, ток в месте замыкания будет равен:

$$I_3 = \frac{3U_{\phi} \frac{w}{\omega \Sigma}}{X_C} = 3U_{\phi} \frac{w}{\omega \Sigma} 2\pi f C, \quad (9.7)$$

где $\frac{w}{\omega \Sigma}$ — отношение числа замкнувшихся витков к общему числу витков обмотки статора. Таким образом, при замыкании на землю фазы статора ток в месте повреждения пропорционален числу замкнувшихся витков и значению емкости присоединенной сети.

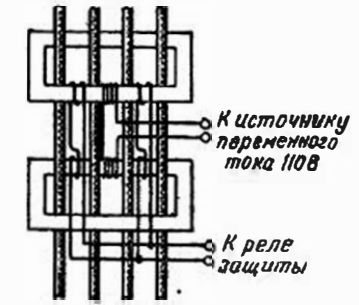


Рис. 9.3. Трансформатор тока нулевой последовательности кабельного типа

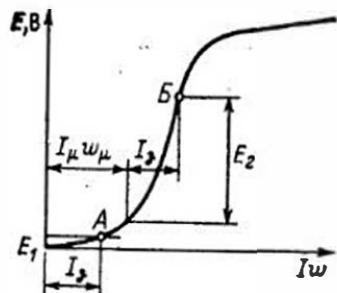


Рис. 9.4. Характеристика намагничивания ТНП

Защита с трансформаторами тока нулевой последовательности, имеющими подмагничивание. Поскольку токи замыкания на землю малы по сравнению с токами, проходящими при многофазных КЗ, защита генератора от замыканий на землю должна иметь высокую чувствительность. Поэтому токовые реле защиты от замыканий на землю подключаются к специальным трансформаторам тока нулевой последовательности, которые обеспечивают работу защиты при малых токах замыканий на землю.

В эксплуатации используются трансформаторы тока нулевой последовательности двух типов: для защиты генераторов, имеющих кабельные выводы, — кабельного типа (ТНП) и для защиты генераторов с шинными выводами — шинного типа (ТНПШ).

По принципу действия ТНП аналогичны трансформаторам тока нулевой последовательности, которые применяются в схемах защиты от замыканий на землю кабельных линий.

Трансформатор тока нулевой последовательности кабельного типа состоит из двух прямоугольных сердечников, набранных из листов стали (рис. 9.3). На каждом сердечнике помещена специальная обмотка подмагничивания и по обеим сторонам от нее — две секции вторичной обмотки. При таком расположении вторичной обмотки уменьшается ток небаланса, появляющийся из-за несимметричного расположения кабелей в окне ТНП. Обмотка подмагничивания, расположенная на обоих сердечниках, предназначена для увеличения мощности, отдаваемой ТНП, что достигается подмагничиванием сердечников переменным током.

На рис. 9.4 приведена характеристика намагничивания ТНП, по которой можно определить напряжение, наводимое во вторичной обмотке при прохождении первичного тока определенного значения. Без подмагничивания ТНП работает в начальной, пологой части характеристики намагничивания. В этом случае, когда в первичной цепи проходит ток I_3 , во вторичной обмотке наводится ЭДС E_1 (точка А). Если подмагничивать сердечник ТНП от постороннего источника, ЭДС на вторичной обмотке будет определяться суммой двух магнитных потоков: Φ_2 , создаваемым первичным током замыкания на землю I_3 , и Φ_1 , который создается током, проходящим в обмотке подмагничивания I_μ . При этом рабочая точка ТНП переходит в среднюю, крутую часть характеристики (точка В) и ток I_3 , проходящий в первичной цепи, наводит во вторичной обмотке ЭДС E_2 значительно большего значе-

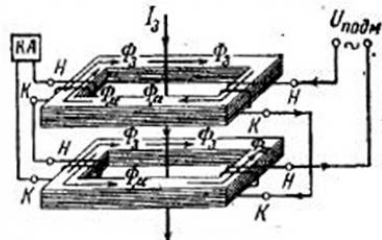
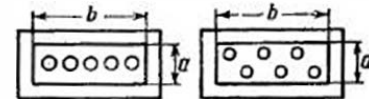


Рис. 9.5. Схема включения обмоток ТНП

Рис. 9.6. Расположение кабелей в окне ТНП



ния, чем E_1 . Таким образом, подмагничивание позволяет в 10—15 раз увеличить мощность, отдаваемую трансформатором тока.

Для того чтобы магнитный поток подмагничивания не создавал тока в реле релеем самым не искажал работы ТНП, обмотки подмагничивания, расположенные на разных сердечниках, соединены встречно, а вторичные обмотки — согласно (рис. 9.5). При таком соединении обмоток подмагничивания создаваемые ими магнитные потоки Φ_1 направлены в двух сердечниках в противоположные стороны. Наводимые этими потоками ЭДС во вторичных обмотках ТНП направлены навстречу друг другу, так что их сумма равна нулю. Потоки Φ_2 , создаваемые в сердечниках ТНП первичным током замыкания на землю, имеют одинаковое направление, поэтому ЭДС, наводимые этими потоками во вторичных обмотках, суммируются. В результате в реле проходит ток, пропорциональный току замыкания на землю.

Для правильной работы защиты с ТНП при монтаже трансформатора необходимо выполнять следующие условия:

б) ближайшие участки ошиновки соседних ячеек в распределительном устройстве должны быть удалены от ТНП на расстояние 1,5—2 м, чтобы устранить влияние внешних электромагнитных полей;

б) ТНП устанавливается возможно ближе к выводам генератора, так чтобы в зону защиты входили кабели меньшей длины, но не менее чем на расстоянии 0,7 м от концевых кабельных воронок;

в) ТНП устанавливается на металлических кронштейнах, на которые опираются немагнитные планки, стягивающие оба магнитопровода. Стальные детали крепящей конструкции должны быть удалены от сердечника ТНП не менее чем на 40—50 мм;

г) для предотвращения ложной работы защиты от наведенных и блуждающих токов, проходящих по броне кабеля, каждый кабель со стороны выводов генератора изолируется от земли на всем протяжении от места установки ТНП до кабельных воронок. Воронки заземляются проводом, который пропускается через окно ТНП так же, как и в защите кабельных линий (см. гл. 7);

д) кабели в окне ТНП должны располагаться, как показано на рис. 9.6, для уменьшения тока небаланса, возникающего из-за их несимметричного расположения.

Трансформаторы тока нулевой последовательности кабельного типа выпускаются промышленностью на 2, 4, 7, 12, 16 кабелей. В тех случаях, когда трудно объединить все кабели одним трансформатором тока из-за большого числа кабелей или по условиям их прокладки, допускается установка двух ТНП с параллельным соединением вторичных обмоток и обмоток подмагничивания.

Трансформаторы тока нулевой последовательности шинного типа ТНПШ (рис. 9.7) применяются на генераторах с шинными выводами. Трансформаторы ТНПШ выполняются в основном так же, как и ТНП кабельного типа. Для соединения с шинными выводами генератора в окне ТНПШ смонтированы три шины, изолированные одна от другой и от сердечника несколькими слоями компаундированной микаленты и гетинаксовыми прокладками.

Для того чтобы ток небаланса, проходящий в реле, не превышал допустимого значения, а шины, встроенные в ТНПШ, не перегревались, при монтаже шинных трансформаторов тока нулевой последовательности необходимо соблюдать определенные требования:

а) посторонние участки ошиновки должны быть удалены от сердечников ТНПШ не менее чем на 1—1,5 м, а стальные конструкции — на 0,5 м. Профиль углового железа или швеллеров, на которых крепится трансформатор тока, не должен быть выше № 6—6,5. Они должны быть удалены от сердечников ТНПШ на 40—50 мм;

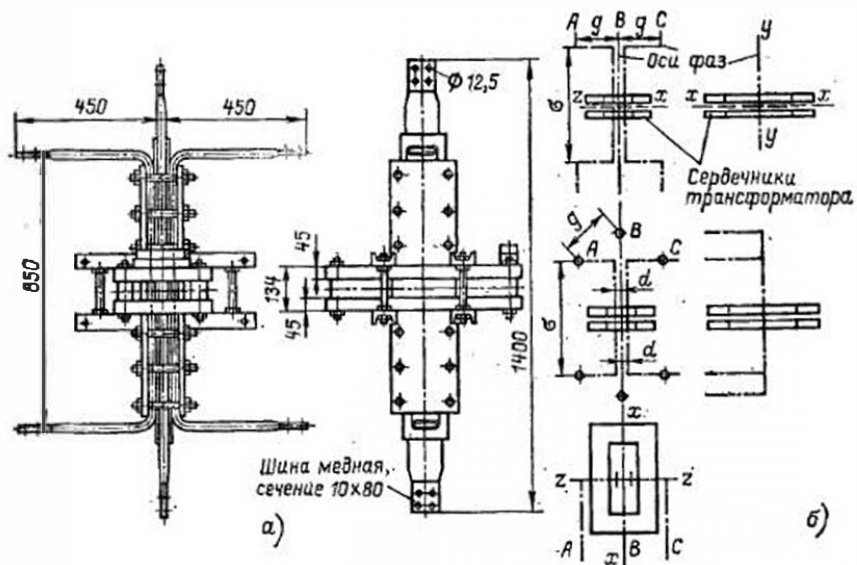


Рис. 9.7. Трансформатор тока нулевой последовательности шинного типа ТНПШ: а — внешний вид ТНПШ; б — расположение шин в ТНПШ

б) пакет шин укрепляется симметрично относительно центра окна магнитопровода. Два варианта расположения шин ТНПШ показаны на рис. 9.7, б. В табл. 9.1 приведены рекомендуемые значения расстояний σ и g , при которых обеспечивается минимальное значение тока небаланса в реле. Указанные в табл. 9.1 значения σ и g должны соблюдаться на расстоянии до 1,5—2 м от ТНПШ.

При правильном расположении шин и монтаже ТНПШ напряжение на зажимах обмотки реле не должно превышать значений, указанных в табл. 9.1.

Схема защиты генератора с ТНП и ТНПШ от замыканий на землю в обмотке статора приведена на рис. 9.8, а. Токовое реле $КА1$ типа РТ-40 включено на вторичную обмотку ТНП. Чтобы предотвратить неправильное действие защиты от токов небаланса, проходящих кратковременно во время переходных процессов при замыкании на землю во внешней сети, в схему введено реле времени, создающее выдержку времени 0,5—2 с. Напряжение для подмагничивания ТНП, равное 100—110 В, подается от ТН, установленного на выводах генератора.

В схеме защиты предусмотрен вольтметр с кнопкой, с помощью которого можно примерно определить число замкнувшихся витков

Тип трансформатора	Номинальный ток на фазу, А	Сечение шин на фазу, мм ²	σ , мм	d , мм	g , см (не больше)	$U_{нб}$, мВ
ТНПШ-1	1750	80×10	850	25	40—45	60
ТНПШ-2	3000	2×80×10	850	25	40—45	85
ТНПШ-3	4500	3×80×12,5	1200	28	45—50	100
ТНПШ-3у	7500	3×120×14	1200	30	60	150

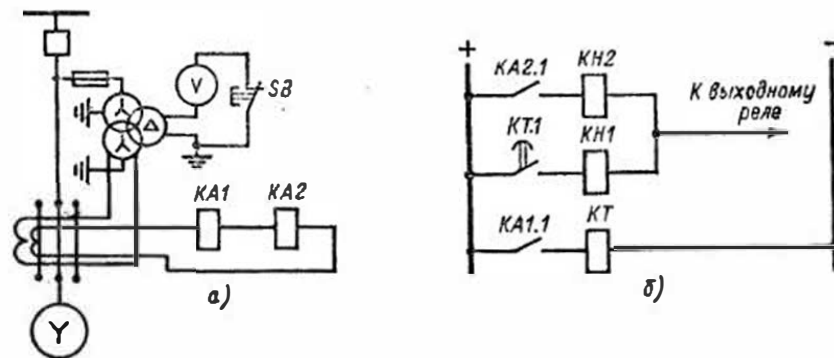


Рис. 9.8. Схемы защиты генератора от замыканий на землю: а — токовые цепи; б — цепи оперативного тока

при замыкании на землю в обмотке статора. Чем дальше от нулевой точки генератора возникнет замыкание на землю, тем больше будут показания вольтметра. По вольтметру можно также обнаружить замыкание на землю обмотки статора до включения генератора в сеть, когда защита с ТНП работать не будет.

На рис. 9.8 показано также токовое реле $КА2$, которое предназначено для действия при двойных замыканиях на землю (одно замыкание на землю во внешней сети генераторного напряжения, а второе — в обмотке статора). Реле $КА2$ действует без выдержки времени на выходное промежуточное реле генератора через указательное реле $КН2$.

Цепи напряжения, питающие обмотку подмагничивания ТНП, размыкаются вспомогательным контактом выключателя при его отключении для снятия напряжения с ТНП по условиям техники безопасности.

Ток срабатывания чувствительного реле защиты от замыканий на землю должен удовлетворять следующим условиям:

а) быть не выше 5 А, чтобы обеспечить отключение генератора при токах замыкания на землю 5 А и выше

$$I_{с,з} \leq 5 \text{ А}; \quad (9.8)$$

б) быть больше тока небаланса, проходящего через ТНП при внешнем двухфазном КЗ.

Для определения первичного тока срабатывания защиты можно воспользоваться следующим приближенным выражением:

$$I_{с,з} = \frac{1}{k_B} (2I_{с,г} + 1,5I_{нб}), \quad (9.9)$$

где $I_{с,г}$ — собственный емкостный ток генератора (табл. 9.2 и 9.3); k_B — коэффициент возврата, равный для реле РТ-40—0,8, РТЗ-50—0,5; $I_{нб}$ — ток небаланса, приведенный к первичной стороне ТНП, подсчитывается по специальной формуле [51].

Упрощенно можно принимать: для ТНП кабельного типа $I_{нб} \approx 1 \text{ А}$; для ТНПШ при наличии блокировки, выводящей защиту из

Таблица 9.2

Тип турбогенератора	Номинальное напряжение, кВ	Емкостный ток турбогенератора, А	Тип турбогенератора	Номинальное напряжение, кВ	Емкостный ток турбогенератора, А
T-2-12-2	10,5	0,46	ТВФ-100-2	10,5	1,48
T-2-12-2	6,3	0,34	ТВ2-150-2	18	3,14
T-2-25-2	10,5	0,92	ТВВ-150-2	18	1,64
T-2-25-2	6,3	0,69	ТВФ-200-2	11	2,88
T-2-50-2	10,5	1,43	ТВВ-200-2	15,75	0,9
ТВФ-60-2	10,5	0,99	ТГВ-200	15,75	3,43
ТВФ-60-2	6,3	0,7	ТВВ-300-2	20	3,23
ТВ-100-2	15,75	3,34	ТГВ-300	20	4,56
ТВ2-100-2	13,8	2,15			

Таблица 9.3

Тип гидрогенератора	Номинальное напряжение, кВ	Емкостный ток гидрогенератора, А	Тип гидрогенератора	Номинальное напряжение, кВ	Емкостный ток гидрогенератора, А
СВ $\frac{546}{90}$ 60	6,3	0,89	СВ $\frac{1050}{120}$ 68	10,5	3,66
СВ $\frac{750}{75}$ 40	10,5	1,77	СВ $\frac{1250}{170}$ 36	13,8	7,8
СВ $\frac{800}{105}$ 60	10,5	1,6	СВ $\frac{1160}{170}$ 72	13,8	6,25
СВ $\frac{655}{10}$ 32	10,5	2,0	СВ $\frac{1500}{200}$ 88	13,8	9,4
СВ $\frac{1100}{145}$ 88	15,75	4,9			

действия при токах $I_n \geq (1,3 \div 1,5) I_{ном}$, когда в схеме защиты установлено реле типа РТ-40/0,2 или РТЗ-50 с параллельным соединением обмоток, $I_{нб} \approx 1,5$ А; когда в схеме защиты установлено реле РТЗ-50 с последовательным соединением обмоток, $I_{нб} \approx 1$ А.

Для повышения чувствительности защиты генераторов мощностью 100 МВт и более, имеющих большой собственный емкостный ток, применяется более сложная схема защиты, принцип которой пояснен на рис. 9.9. В этой схеме применяется компенсация емкостного тока генератора при внешних замыканиях на землю. Компенсация осуществляется с помощью расположенной на каждом сердечнике ТНПШ третьей (дополнительной) обмотки, к которой через конденсатор C (рис. 9.9, а) емкостью 6 мкФ подается напряжение нулевой последовательности $3U_0$ от ТН, установленного на выводах генератора. В качестве компенсационных обмоток используются расположенные на стержнях ТНПШ блокирующие обмотки. Эти обмотки, соединенные в заводском исполнении встречно-последовательно, включаются согласно-параллельно.

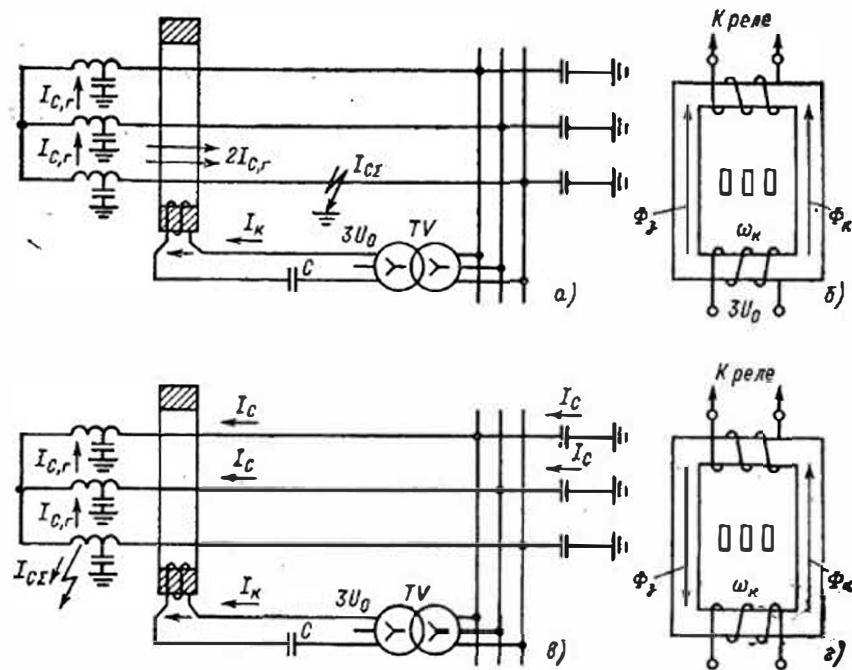


Рис. 9.9. Принцип действия защиты генератора от замыканий на землю с компенсацией собственного емкостного тока

При внешнем замыкании на землю в каждом сердечнике ТНПШ будут создаваться два компенсирующих магнитных потока (для упрощения не будем упоминать магнитный поток, создаваемый обмоткой подмагничивания): поток, создаваемый первичным током Φ_z и поток, создаваемый компенсационной обмоткой, Φ_k (см. рис. 9.9, б и г).

При замыкании на землю в обмотке статора генератора направление потока Φ_z изменится на обратное, в то время как направление Φ_k останется прежним. В результате эти потоки будут суммироваться, повышая чувствительность защиты к повреждениям в генераторе (см. рис. 9.9, в и г). Степень компенсации можно изменять, изменяя число витков компенсирующей обмотки.

Первичный ток срабатывания грубого реле защиты от замыканий на землю, действующего на отключение генератора без выдержки времени, принимается 100—200 А.

9.5. ТОКОВЫЕ ЗАЩИТЫ ОТ ВНЕШНИХ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ И ПЕРЕГРУЗКИ

Максимальная токовая защита с блокировкой по напряжению. Максимальная токовая защита устанавливается для защиты генераторов от сверхтоков, вызванных внешними КЗ. Три максимальных реле тока КА1 включены на фазные токи генератора

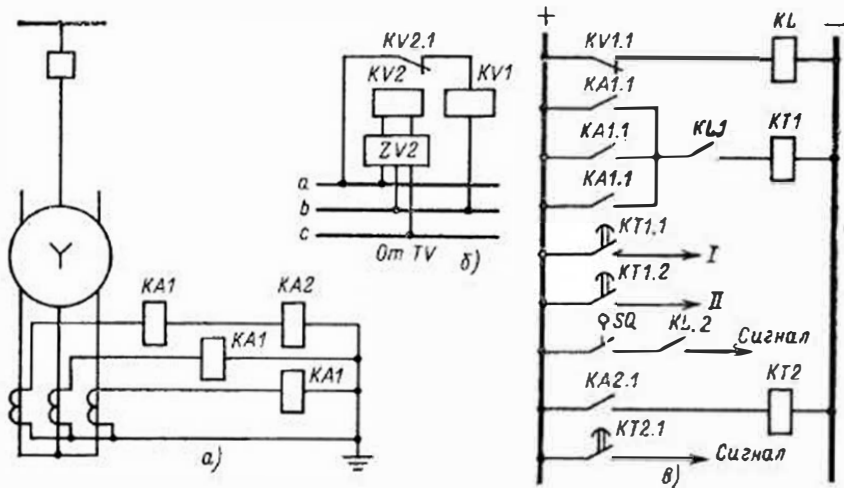


Рис. 9.10. Схема максимальной токовой защиты с блокировкой по напряжению: а — токовые цепи; б — цепи напряжения; в — цепи оперативного тока

(рис. 9.10). При таком включении токовых реле обеспечивается срабатывание защиты при любом виде КЗ в сети генераторного напряжения, так и на стороне высшего напряжения силовых трансформаторов, соединенных по схеме У/Д. Токовые реле максимальной токовой защиты обычно подключаются к ТТ, установленным со стороны выводов обмотки статора. При этом токовая защита обеспечивает резервирование основной продольной дифференциальной защиты генератора при многфазных КЗ в обмотках статора.

Так как токовые реле будут срабатывать не только при КЗ, но и при перегрузках, когда нет необходимости отключать генератор, в схему защиты вводится блокировка по напряжению. Эту блокировку можно выполнить с помощью трех реле минимального напряжения (см. гл. 6). Однако для повышения чувствительности защиты к КЗ за трансформаторами и реакторами на генераторах используется обычно блокировка с двумя реле напряжения: реле напряжения обратной последовательности и минимальным реле напряжения, включенным на междуфазное напряжение (см. рис. 9.10).

Реле напряжения в этой схеме включены так, чтобы обеспечить высокую чувствительность ко всем видам КЗ. При перегрузках, не сопровождающихся значительным снижением напряжения, минимальное реле напряжения $KV1$ будет держать контакты $KV1.1$ разомкнутыми, предотвращая ложное срабатывание защиты. При несимметричных КЗ сработает реле напряжения обратной последовательности $KV2$ и разомкнет контакт $KV2.1$, снимая напряжение с обмотки реле $KV1$. Реле минимального напряжения $KV1$ замыкает свой контакт и с помощью промежуточного реле KL подготавливает цепь обмотки реле времени $KT1$. При трехфазном КЗ минимальное реле напряжения $KV1$ замкнет свой контакт, разрешая действовать защите.

Благодаря тому, что в цепь обмотки минимального реле напряжения включен размыкающий контакт $KV2.1$ (рис. 9.10), чувствительность блокировки к трехфазным КЗ повышается. Действительно, поскольку в первый момент трехфазного КЗ хотя бы кратковременно существует несимметрия, реле $KV2$ разомкнет, а реле $KV1$ замкнет контакт независимо от удаленности места КЗ. После того как несимметрия исчезнет и КЗ станет симметричным, реле $KV2$ замкнет контакт $KV2.1$ и на обмотку реле $KV1$ будет подано напряжение. Если напряжение возврата минимального реле напряжения будет больше, чем остаточное напряжение на его обмотке, контакт реле останется замкнутым и защита может подействовать на отключение. Поскольку при этом реле $KV1$ в рассматриваемой схеме работает на возврат, а напряжение возврата минимального реле напряжения превышает напряжение срабатывания, то обеспечивается более высокая чувствительность к трехфазным КЗ.

Реле напряжения $KV1$ может замкнуть свой контакт в нормальном режиме при неисправности цепей напряжения, вследствие чего будет снята блокировка токовых реле. Для того чтобы персонал мог своевременно принять меры к восстановлению цепей напряжения, в схеме предусмотрена сигнализация, срабатывающая при их повреждении. Плюс на сигнал подается через вспомогательный контакт SQ выключателя генератора, что необходимо для предотвращения действия сигнализации, когда генератор отключен.

При выполнении защиты следует иметь в виду, что недопустимо включать реле напряжения блокировки и устройства форсировки и регулирования возбуждения генератора на общий ТН, так как в случае отключения автоматического выключателя в общих цепях напряжения может ложно подействовать защита и отключить генератор. Ток срабатывания токовых реле отстраивается от номинального тока генератора

$$I_{с, р} = k_{II} \frac{I_{ном}}{k_{вк} k_I}, \quad (9.10)$$

где $k_{II} = 1,1 \div 1,2$.

Напряжение срабатывания минимального реле напряжения отстраивается от минимального значения эксплуатационного напряжения

$$U_{с, р} = \frac{U_{ном}}{k_{II} k_{вк} k_U}, \quad (9.11)$$

где $k_{II} = 1,1 \div 1,2$.

Для предотвращения неправильного действия защиты при саморазпуске электродвигателей собственных нужд, когда напряжение на шинах генератора значительно снижается, допускается в случае необходимости уменьшать напряжение срабатывания реле напряжения до $0,5U_{ном}$. Снижение уставки минимального реле напряжения целесообразно также на генераторах, которые могут работать в асинхронном режиме.

Напряжение срабатывания реле напряжения обратной последовательности принимается минимально возможным, отстроенным от

напряжения небаланса на выходе фильтра. Обычно принимается вторичное напряжение срабатывания порядка 6 В обратной последовательности, фазное на входе фильтра.

Выдержка времени защиты устанавливается на одну-две ступени больше выдержки времени защит трансформаторов и линий, отходящих от шин генераторного напряжения. В ряде случаев защита выполняется с двумя выдержками времени: с первой через проскальзывающий контакт реле времени $KT1.1$ подается сигнал на отключение секционных и шиносоединительных выключателей трансформатора, связывающих данную секцию или систему шин с соседними, а со второй выдержкой времени $KT1.2$ — на отключение генератора.

На генераторах мощностью менее 1000 кВт допускается установка максимальной токовой защиты без блокировки по напряжению.

Максимальная токовая защита от перегрузки. Защита от перегрузки, действующая на сигнал, выполняется с помощью одного токового реле $KA2$ (см. рис. 9.10), так как перегрузка имеет место одновременно во всех фазах. Для того чтобы защита не срабатывала при кратковременных перегрузках, в схему введено реле времени $KT2$, термически стойкое при длительном прохождении тока по его катушке.

Ток срабатывания токового реле $KA2$ отстраивается от номинального тока генератора:

$$I_{с,р} = \frac{k_n I_{ном}}{k_u K_I}, \quad (9.12)$$

где $k_n = 1,05$.

Выдержка времени устанавливается больше выдержки времени максимальной токовой защиты генератора. На гидроэлектростанциях без постоянного дежурного персонала защита от перегрузки выполняется с двумя выдержками времени: с меньшей на снижение тока возбуждения для уменьшения тока статора и с большей — на отключение генератора.

Токовая защита обратной последовательности. Как уже отмечалось, токи обратной последовательности представляют большую опасность для генераторов. Поэтому на генераторах мощностью более 30 МВт применяется токовая защита обратной последовательности от внешних несимметричных КЗ. Схема такой защиты для генератора с косвенным охлаждением приведена на рис. 9.11.

При возникновении несимметричного КЗ сработает токовое реле $KA2$, через замыкающий контакт которого будет подан плюс на обмотку реле времени KT . По истечении выдержек времени проскальзывающего $KT.1$ и упорного $KT.2$ контактов будут замкнуты цепи промежуточных реле, которые подействуют на отключение соответствующих выключателей.

Ток срабатывания ступени защиты с токовым реле $KA2$ принимается равным:

$$I_{с,з} = (0,3 \div 0,7) I_{ном}. \quad (9.13)$$

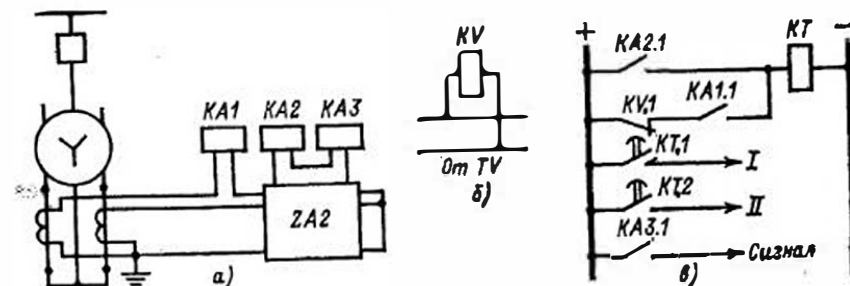


Рис. 9.11. Токовая защита обратной последовательности с реле РТ-2 и приставкой для действия при трехфазных КЗ;

а — токовые цепи; б — цепи напряжения; в — цепи оперативного тока

Выбранный в соответствии с (9.13) ток срабатывания реле $KA2$ не должен превышать значения тока обратной последовательности, прохождение которого допустимо для генератора данного типа в течение 2 мин (120 с). Для этого должно быть соблюдено условие:

$$I_{с,з} < \sqrt{\frac{A}{120}} I_{ном}, \quad (9.14)$$

где A — постоянная величина для генератора данного типа (см. § 9.1).

Так, например, для турбогенератора с косвенным охлаждением типа ТВ ($A = 20$) $I_{с,з} < 0,45 I_{ном}$; для гидрогенераторов ($A = 40$) $I_{с,з} < 0,6 I_{ном}$.

Для того чтобы токовая защита обратной последовательности генератора не срабатывала при удаленных КЗ, когда защиты соседних элементов трансформаторов и линий не действуют, она должна быть согласована с этими защитами по чувствительности. При этом не должно нарушаться условие (9.14). Выдержка времени защиты выбирается точно так же, как и для максимальной токовой защиты с блокировкой по напряжению.

Токовое реле $KA3$, уставку срабатывания которого принимается равным $(0,08 \div 0,1) I_{ном}$, предназначено для сигнализации в случае возникновения несимметрии в первичной сети, сопровождающейся прохождением сравнительно небольшого тока обратной последовательности.

В схеме защиты на рис. 9.11 для действия при трехфазных КЗ предусмотрено одно токовое реле $KA1$, включенное на фазный ток, и одно реле минимального напряжения KV , подключенное на междуфазное напряжение. Уставки срабатывания этих реле выбираются так же, как и уставки реле максимальной токовой защиты с блокировкой по напряжению.

На турбогенераторах мощностью 60—100 МВт с непосредственным охлаждением обмоток применяется четырехступенчатая токовая защита обратной последовательности, схема которой показана на рис. 9.12. Защита выполняется с двумя фильтрами-реле тока обратной последовательности типа РТФ-7/1 (РТФ-7/2). Ранее реле этого типа выпускались заводом под маркой РТФ-2.

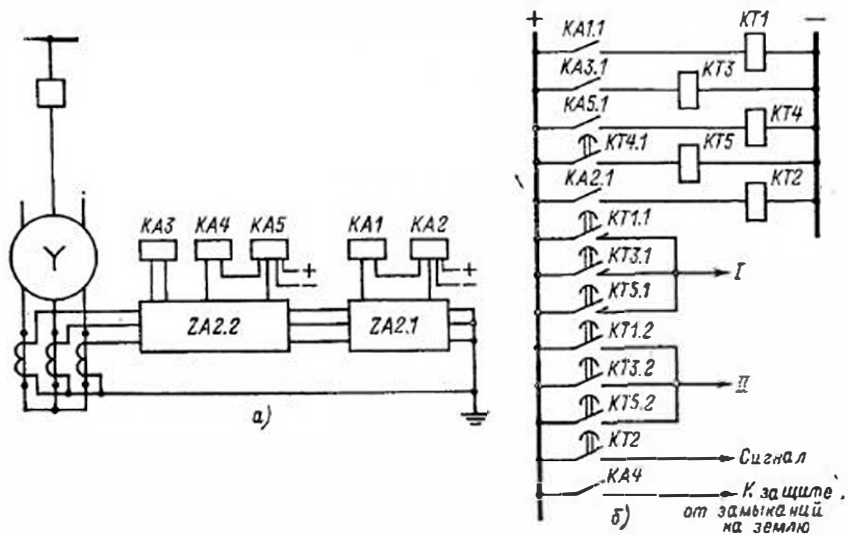


Рис. 9.12. Токовая защита обратной последовательности с реле типа РТФ-7 для турбогенераторов мощностью 60—100 МВт

Схема и характеристики фильтров-реле РТФ-7/1 и РТФ-7/2 описаны в гл. 4. Одно из устройств РТФ-7 применяется в заводском исполнении. Чувствительное реле этого устройства *KA2* используется для сигнализации, а грубое *KA1* — для второй ступени защиты. Второе устройство РТФ-7 модифицируется. Для получения необходимых уставок срабатывания оно несколько заглубляется. С помощью чувствительного элемента второго устройства РТФ-7 выполняется третья ступень защиты *KA5*, а грубый элемент *KA4* используется для вывода из действия токовой защиты нулевой последовательности, чтобы предотвратить ее излишнее срабатывание при внешних КЗ. Для выполнения первой ступени защиты используется дополнительное токовое реле *KA3* (рис. 9.12) типа РТ-40/0,6, подключение которого к фильтру второго устройства РТФ-7 осуществляется через специальные выводы.

Каждая ступень токовой защиты обратной последовательности действует на свое реле времени, а для последней третьей ступени, чтобы обеспечить необходимую выдержку времени, предусмотрена установка двух последовательно действующих реле времени *KT4* и *KT5*. Первая, наиболее грубая ступень защиты с одной и той же выдержкой времени действует на отключение АГП, выключателя генератора и на промежуточное реле, отключающее шинносоединительные и секционные выключатели. Вторая же и третья ступени действуют с двумя разными выдержками времени: с первой через проскальзывающие контакты *KT1.1* и *KT5.1* на отключение шинносоединительных и секционных выключателей, а со второй (контакты *KT1.2*, *KT5.2*) — на отключение АГП и выключателя генератора.

Таблица 9.4

Тип генератора, напряжение	I ступень		II ступень		III ступень	
	$I_{2c, a}$	$t'_{c, a}, c$	$I_{2c, a}$	$t'_{c, a}, c$	$I_{2c, a}$	$t'_{c, a}, c$
ТВФ-60-2; 6,3 кВ	1,8	2,3	0,6	8,5	0,25	40 (20)
ТВФ-60-2; 10,5 кВ	2,5	1,7	0,6	8,5	0,25	40 (20)
ТВФ-100-2; 10,5 кВ	2,0	2,2	0,6	8,5	0,25	40 (20)

$I_{2c, a}$ — уставки по току обратной последовательности в долях номинального тока генератора.

Как уже отмечалось выше, в схеме используется специальное токовое реле обратной последовательности *KA4* для вывода из действия токовой защиты нулевой последовательности при внешних несимметричных КЗ. Это обусловлено следующими обстоятельствами. В зависимости от значения тока, проходящего при двойном замыкании на землю, повреждение будет отключаться либо продольной дифференциальной защитой генератора, либо грубым реле токовой защиты нулевой последовательности. Для того чтобы весь возможный диапазон повреждения был перекрыт и двойное замыкание на землю всегда отключалось быстроедействующей защитой, ток срабатывания реле, выводящих из действия токовую защиту нулевой последовательности при внешних КЗ, необходимо выбирать грубее тока срабатывания продольной дифференциальной защиты. Для того чтобы точно и с необходимым запасом выполнить это условие, предусмотрено специальное токовое реле обратной последовательности *KA4*.

Для реле токовой защиты обратной последовательности генераторов типа ТВФ, работающих на шины генераторного напряжения, рекомендуются уставки, указанные в табл. 9.4.

Эти уставки выбраны на основании следующих соображений. Ток срабатывания первой ступени принят по условию обеспечения необходимой чувствительности ($k_{с,т} = 1,2$) при двухфазном КЗ на выводах защищаемого генератора, когда выключатель его отключен. Выдержка времени первой ступени защиты определялась в соответствии с характеристикой, определяющей допустимую длительность прохождения тока обратной последовательности при двухфазном КЗ на выводах генератора.

Уставки срабатывания второй ступени защиты по току выбирались таким образом, чтобы обеспечивалась необходимая чувствительность защиты при несимметричном КЗ за резервируемым элементом, например за повышающим трансформатором, сохранялась селективность с защитами соседних элементов и удовлетворялись требования защиты генератора от тока обратной последовательности. Этим требованиям, как правило, удовлетворяют уставки, указанные в табл. 9.4.

Ток срабатывания третьей ступени принимается равным $0,25I_{нс.м.}$. В соответствии с тепловой характеристикой прохождение такого

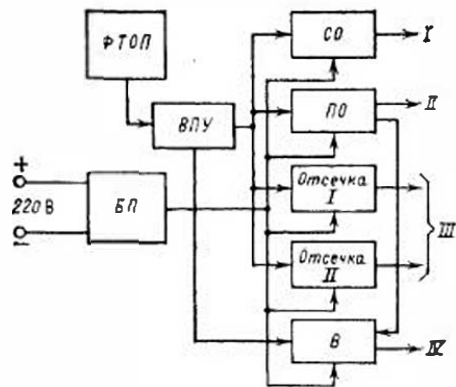


Рис. 9.13. Структурная схема фильтра-реле типа РТФ-6:

I — сигнал о перегрузке; *II* — сигнал о пуске органа с зависимой выдержкой времени; *III* — отключение с зависимой выдержкой времени

тока обратной последовательности через генераторы типов ТВФ-60 и ТВФ-100 допускается в течение 3 мин. Таким образом, в случае возникновения несимметричного режима с током обратной последовательности мень-

ше уставки срабатывания третьей ступени защиты персонал будет иметь достаточно времени (3—5 мин) для того чтобы принять меры к устранению причины, вызвавшей несимметричный режим, или разгрузить и отключить генератор.

Выдержка времени второй ступени определяется по тепловой характеристике и определяет допустимое время прохождения тока обратной последовательности, равного току срабатывания первой ступени.

Аналогично выдержка времени третьей ступени определяется допустимой продолжительностью прохождения через генератор тока обратной последовательности, равного уставке срабатывания второй ступени. Определенная таким образом выдержка времени равна 40 с. Для уменьшения количества реле в схеме защиты эту выдержку времени можно понизить до 20 с, что можно осуществить с одним реле времени типа ЭВ-140.

Ток срабатывания токового реле *KA2*, действующего на сигнал, принимается равным $(0,05 \div 0,06) I_{ном}$. Ток срабатывания токового реле *KA4*, блокирующего токовую защиту нулевой последовательности при внешних *KЗ*, выбирается по условию согласования по чувствительности с уставкой реле продольной дифференциальной защиты генератора при двойном замыкании на землю согласно следующему выражению:

$$I_{2с,з} = k_n \left(\frac{I_{с,з,диф}}{\sqrt{3}} + I_{2н,н} \right), \quad (9.15)$$

где $I_{2с,з}$ — ток срабатывания блокирующего токового реле обратной последовательности; $I_{с,з,диф}$ — ток срабатывания продольной дифференциальной защиты, равный $(0,5 \div 0,6) I_{ном}$; $I_{2н,н}$ — ток обратной последовательности несимметричной нагрузки, принимается равным току срабатывания третьей ступени токовой защиты обратной последовательности $0,25 I_{ном}$; k_n — коэффициент надежности, равный 1,2;

$$I_{2с,з} = (0,65 \div 0,7) I_{ном}. \quad (9.16)$$

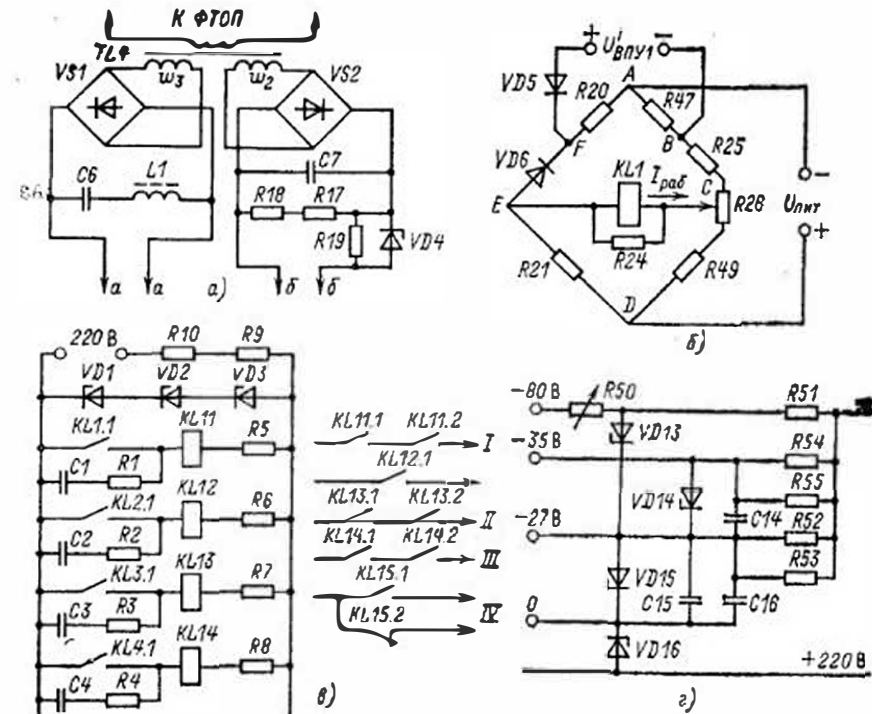


Рис. 9.14. Элементы фильтра-реле РТФ-6:

a — входное преобразующее устройство; *б* — упрощенная схема сигнального органа; *в* — схема цепей оперативного тока: *I* — на сигнал о перегрузке; *II* — на отключение от первой отсечки; *III* — то же от второй отсечки; *IV* — то же от интегрального органа; *г* — схема цепей блока питания

На турбогенераторах мощностью 160 МВт и более токовая защита обратной последовательности выполняется с зависимой интегральной характеристикой выдержки времени, соответствующей тепловой характеристике генератора согласно (1.1). Наряду с этим на многих генераторах мощностью 160—300 МВт эксплуатируется ступенчатая, внедряющаяся до начала выпуска защита с интегральной характеристикой.

Структурная схема фильтра-реле типа РТФ-6М, с помощью которого осуществляется зависимая защита генераторов большой мощности, приведена на рис. 9.13. В состав комплекта РТФ-6М входят следующие элементы: фильтр тока обратной последовательности ФТОП, входное преобразующее устройство ВПУ, сигнальный орган СО, пусковой орган ПО, два органа токовой отсечки *Отсечка I* и *Отсечка II*, орган интегральной зависимости выдержки времени *В*, блок питания *БП*.

К ВПУ, схема которого показана на рис. 9.14, *a*, относятся: согласующий разделительный трансформатор *ТЛ4*, выпрямительные мосты *VS1* и *VS2*, сглаживающие фильтры второй гармоники *L1—C6*, конденсатор *C7*, балластные резисторы *R17* и *R18*, нелинейная це-

почка $VD4-R19$. Нелинейная цепочка необходима для коррекции характеристики органа с зависимой выдержкой времени в области больших токов обратной последовательности. Входное преобразующее устройство имеет два выхода, на каждом из которых имеется выпрямленное и сглаженное напряжение, пропорциональное току обратной последовательности защищаемого объекта. С обмотки ω_3 трансформатора $TL4$ напряжение поступает на сигнальный и пусковой органы и органы отсечки, с обмотки ω_2 — на орган с зависимой характеристикой выдержки времени.

Органы защиты, срабатывающие без выдержки времени (СО, ПО, отсечки), имеют одинаковые схемы, отличающиеся лишь значениями некоторых сопротивлений. На рис. 9.14, б приведена упрощенная схема сигнального органа, представляющая собой четырехплечий мост $ACDE$, к точкам A и D которого подводится напряжение от блока питания (БП), а к точкам B и F — от делителя напряжения, с выхода ВПУ (от точек $a-a$). В диагональ моста EC включено магнитоэлектрическое реле $KL1$ типа $M237/054$, обмотка которого шунтирована успокоительным резистором $R24$. Реле $M237/054$, характеризуется следующими параметрами: $I_{с.р} = 6-10$ мкА; $R_{обм} = 1400-2000$ Ом; ток термической стойкости обмотки — 2 мА; допустимое напряжение на контактах — 75—125 В.

Сопротивления плеч моста подобраны таким образом, чтобы при отсутствии напряжения на выходе ВПУ по обмотке реле проходил ток в тормозном направлении. Значение тормозного тока регулируется с помощью резистора $R26$ в пределах 50—100 мкА, что обеспечивает надежный размыкающий момент на подвижной системе магнитоэлектрического реле. Потенциалы точек B и F подобраны таким образом, что при отсутствии напряжения от ВПУ или достаточно малом его значении диод $VD5$ заперт, и ток, проходящий через него, пренебрежимо мал. При увеличении напряжения, подводимого от ВПУ, диод $VD5$ начинает отпираться, а $VD6$ запирается. Ток в диагонали EC изменит направление, обуславливая срабатывание магнитоэлектрического реле $KL1$.

Магнитоэлектрическое реле каждого из органов действует на свое промежуточное реле типа РМУГ, подключенное к стабилизированному напряжению постоянного оперативного тока (рис. 9.14, в). Кремниевые стабилитроны $VD1-VD3$ поддерживают напряжение на уровне 100 В, обеспечивающем нормальную работу контактов магнитоэлектрических реле. Параллельно каждому контакту включен искрогасительный контур из последовательно соединенных конденсатора и резистора.

На рис. 9.14, г приведена схема цепей блока питания. С помощью резистора $R50$ обеспечивается регулирование напряжения, подаваемого на органы, срабатывающие без выдержки времени.

Орган с интегрально-зависимой выдержкой времени, схема которого приведена на рис. 9.15, включает в себя частотно-импульсный модулятор (ЧИМ), интегратор, блокинг-генератор, триггер и выходное реле. Частотно-импульсный модулятор (транзисторы $VT1-VT6$ блока $B1$) предназначен для преобразования выпрямленного

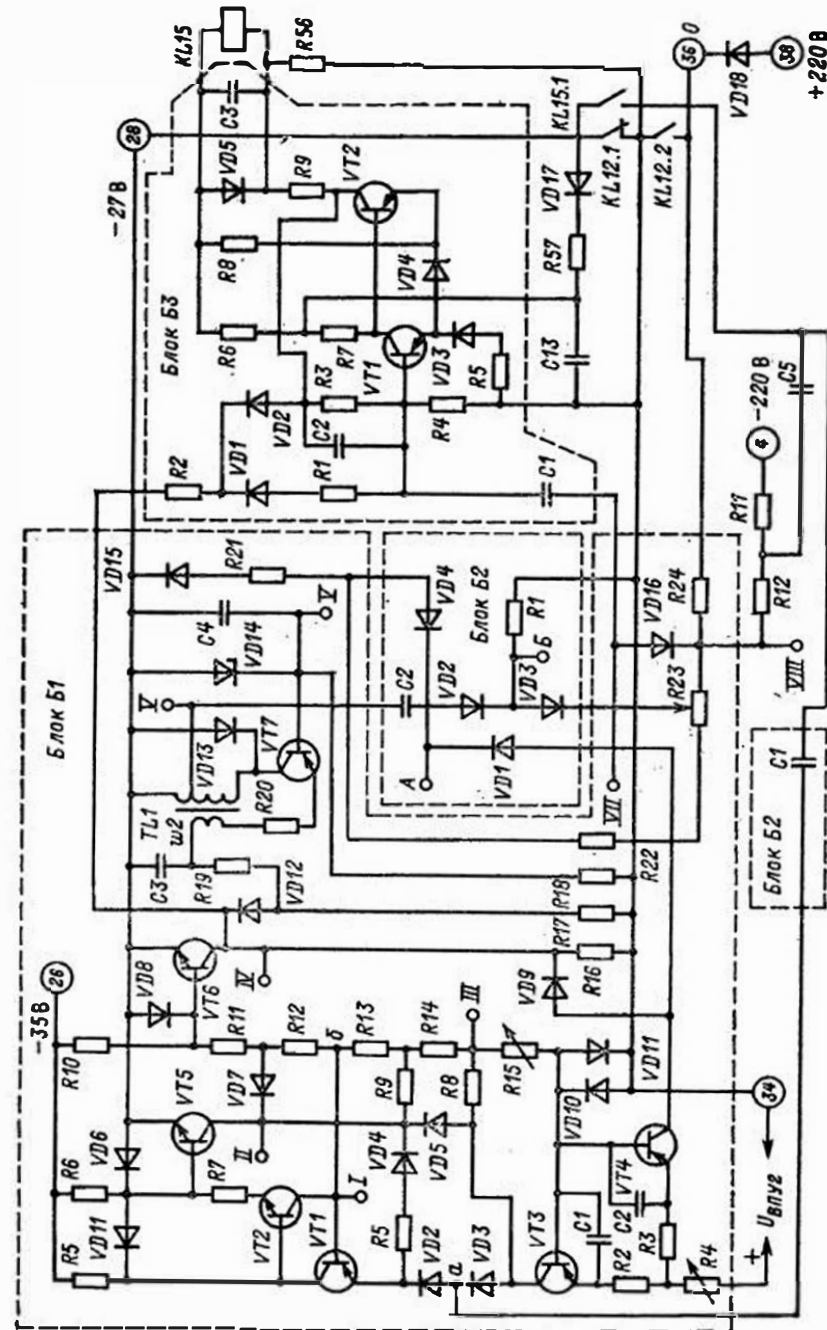


Рис. 9.15. Схема интегрального органа реле РФ-6М

и сглаженного напряжения $U_{\text{ВПУ2}}$, поступающего с обмотки ω_2 ВПУ, в последовательность однополярных импульсов напряжения прямоугольной формы. Амплитуда и продолжительность импульсов постоянны, длительность паузы между импульсами обратно пропорциональна поступающему с ВПУ напряжению. В нормальном режиме цепи питания интегрального органа разорваны замыкающим контактом $KL12.1$.

При появлении тока обратной последовательности достаточного значения сработает пусковой орган $KL12$ (рис. 9.14) и подаст на модулятор напряжение питания. Напряжение, поступающее от ВПУ, откроет токостабилизирующий транзистор $VT3$, включенный по схеме с общей базой. В цепи диод $VD10$ — коллектор транзистора $VT3$ — диод $VD3$ появится ток $I_{\text{зар } 1}$, заряжающий конденсатор $C1$ блока $B2$.

В процессе заряда конденсатора транзисторы $VT1$, $VT2$ и $VT5$ зашунтированы заряжающимся конденсатором, а транзистор $VT6$ насыщен током, проходящим по резисторам $R11$ — $R15$ делителя напряжения. Диоды $VD2$, $VD4$, $VD5$ заперты, на выходе модулятора (коллектор $VT6$) — режим паузы.

Когда потенциал точки a сравняется с потенциалом точки b (превысит его на значение падения напряжения на переходах $VD2$ и эмиттер-база транзистора $VT1$), через базу $VT1$ начнет нарастать ток. При некотором значении этого тока транзисторы $VT1$, $VT2$ и $VT5$ переходят в режим насыщения и конденсатор $C1$ блока $B2$ начинает разряжаться через диод $VD2$ и далее по нескольким параллельным цепям. При этом потенциал точки b снизится до некоторого значения, определяемого падением напряжения на $VD1$, $VD6$ и коллекторном переходе транзистора $VT1$. В течение всего времени разряда транзистор $VT5$ находится в режиме насыщения, диод $VD3$ заперт, а $VD5$ отперт. Ток коллектора $VT3$ отводится через насыщенный транзистор $VT5$ и диод $VD5$ к источнику питания, чем обеспечивается независимость разряда конденсатора от входного тока. Транзистор $VT6$ заперт отрицательным напряжением на диоде $VD8$ от тока, поступающего через $R10$; в это время на его коллекторе (точка IV) формируется импульс напряжения, управляющий работой интегратора и блокинг-генератора.

По мере разряда конденсатора ток через диод $VD2$ уменьшается. В некоторый момент времени ответвляющейся через эмиттер $VT1$ части тока $VD2$ становится недостаточно для поддержания транзисторов $VT1$ и $VT2$ в режиме насыщения, они переходят в запертое состояние, потенциал точки b восстанавливается до нормального значения и цикл повторяется. Принцип действия интегратора основан на заряде батареи интегрирующих конденсаторов $C2$ блока $B2$ от напряжения $U_{\text{ВПУ2}}$ через токостабилизирующий транзистор $VT4$, аналогичный $VT3$, и управляемый выходными импульсами частотно-импульсного модулятора диодный ключ, состоящий из переключающего диода $VT3$ и разделительного диода $VD1$ блока $B2$. Во время паузы между импульсами, когда транзистор $VT6$ насыщен, диод $VD9$ отпирается, диод $VD1$ блока $B2$ запирается и конденсаторы

$C2$ блока $B2$ отключаются от зарядной цепи. Во время импульса, когда транзистор $VT6$ заперт, запирается диод $VD9$ и отпирается диод $VD1$ блока $B2$ и через него током $I_{\text{зар } 2}$ заряжаются конденсаторы $C2$. Заряд продолжается до тех пор, пока потенциал точки A не превысит опорного потенциала точки VII , после чего отпираются разделительные диоды $VD2$ и $VD3$ блока $B2$. При этом переключающие импульсы, снимаемые с части выходной обмотки блокинг-генератора на транзисторе $VT7$, проходят по цепи $C2$ — диоды $VD2$ блока $B2$ — конденсатор $C3$ блока $B3$ на вход триггера и переключают его. Выходное реле $KL15$ срабатывает и самоудерживается.

При возврате пускового органа и реле $KL12$ конденсаторы переключаются на разряд через диод $VD2$, резистор $R1$ блока $B2$ и размыкающие контакты $KL12.1$. Разряд происходит по экспоненциальному закону, имитируя охлаждение ротора генератора после устранения несимметричного режима. Разряд конденсаторов продолжается до выравнивания потенциалов точек A и B делителя $R21$ — $R24$, время разряда находится в пределах 1,5—2 постоянной времени разрядной цепи.

Время заряда конденсаторов $C2$ до момента срабатывания выходного реле $KL15$ пропорционально постоянной A , значение которой регулируется потенциометром $R23$.

Блокинг-генератор на транзисторе $VT7$, включенном по схеме с общей базой, используется в качестве источника переключающих импульсов. В режиме паузы модулятора транзистор $VT7$ заперт отрицательным смещением, поданным через цепочку $VT6$ — $VD12$ — $R19$ — ω_2 — $R20$. В режиме импульса модулятора диод $VD12$ заперт положительным потенциалом точки IV , конденсатор $C3$ заряжается через $R17$ и $R19$. Когда напряжение на конденсаторе превысит напряжение на стабилитроне $VD14$, транзистор $VT6$ отпирается и за счет положительной обратной связи между цепями эмиттера и коллектора через импульсный трансформатор $TL1$ блокинг-генератора генерирует импульс. Длительность импульса определяется временем разряда $C3$ через $R20$ и переход эмиттер-база транзистора $VT7$, а также индуктивностью обмотки $TL1$. После окончания импульса снова начинает заряжаться $C3$ через $R17$ и $R19$, цикл повторяется. Длительность паузы между импульсами блокинг-генератора определяется временем заряда $C3$.

Выходной триггер (блок $B3$) собран на транзисторах $VT1$ и $VT2$ с коллекторной ($R3$) и эмиттерной ($R5$) обратной связью. В нормальном режиме транзистор $VT1$ отперт током смещения, поступающим в его базу по цепи $R8$, $R9$ и обмотку реле $KL15$. Через цепь $R1$ — $VD1$ — $R2$ база $VT1$ подключена к коллектору выходного транзистора ЧИМ. В паузах между импульсами ЧИМ по этой цепи поступает дополнительный ток смещения, насыщающий $VT1$ и загроубляющий триггер. В момент импульса на выходе ЧИМ дополнительное смещение исчезает, чувствительность триггера повышается. Если в этот момент от точки VII опорного делителя интегратора через конденсатор связи $C1$ поступит переключающий импульс от блокинг-генератора, способный уменьшить ток базы $VT1$ до нуля, то $VT1$ запи-

рается, а VT2 отпирается и будет удерживаться в этом состоянии током смещения через R6 и R7. После опрокидывания триггера дополнительный ток смещения в паузах между импульсами ЧИМ отводится от базы VT1 через отпертый диод VD2 и коллекторный переход транзистора VT2.

Помехоустойчивость триггера обеспечивается малой вероятностью совпадения во времени рабочего состояния схемы (во время импульса ЧИМ) с помехой и шунтированием обмотки выходного реле триггера KL15 конденсатором C3. Так как длительность переключающих импульсов блокинг-генератора мала, то для заряда C3 через R9 и коллектор VT2 требуется три-четыре переключающих импульса. При кратковременной одиночной помехе конденсатор C3 не зарядится и триггер не зафиксируется в сработавшем состоянии. При срабатывании реле от интегратора на вход триггера поступает пакет из пяти-десяти импульсов, что достаточно для нормальной работы триггера. Возврат триггера происходит за счет исчезновения напряжения питания при размыкании замыкающего контакта KL12.2 пускового реле KL12. При подаче напряжения питания возникновение отпирающего тока в цепи базы VT2 задерживается на время заряда конденсатора C13 через резистор R6. Этой задержки достаточно для отпираания транзистора VT1 и установки триггера в начальное положение.

Для компенсации погрешностей интегрального органа при изменении напряжения питания точка VIII опорного делителя интегратора через резисторы R11 и R12 соединена с минусом источника питания. С целью защиты от помех точка соединения резисторов через конденсатор C5 подключена к точке условного нулевого потенциала схемы (зажим 28).

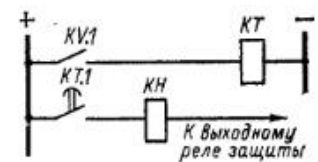
Рассмотренное реле выпускается заводом с номинальными токами 5 и 10 А. В зависимости от диапазона регулирования уставок по постоянной А реле имеет три исполнения: 5—10, 10—20, 20—45. Для первых двух исполнений обеспечивается диапазон уставок сигнального органа (0,05÷0,15) I_{2*}, пускового органа — (0,08 ÷ ÷0,24) I_{2*}. Для третьего диапазона уставки сигнального органа (0,1—0,3) I_{2*}, для пускового — (0,12÷0,36) I_{2*}. Диапазон уставок органа Отсечка I вне зависимости от исполнения находится в пределах (0,4÷1,2) I_{2*}, органа Отсечка II — в пределах (0,71÷1,9) I_{2*}.

9.6. ЗАЩИТА С РЕЛЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ОТ ВНЕШНИХ СИММЕТРИЧНЫХ КЗ

Для повышения чувствительности к внешним симметричным КЗ на генераторах большой мощности, работающих в блоке с трансформаторами, устанавливается одноступенчатая дистанционная защита, которая выполняется с использованием одного из трех реле сопротивления в блок-реле типа КРС-2. Защита выполняется с двумя выдержками времени, обеспечивающими дальнейшее и ближнее резервирование.

Для блокировки действия защиты при нарушении исправности цепей напряжения используется вспомогательный контакт автома-

Рис. 9.16. Схема защиты гидрогенератора от повышения напряжения



тического выключателя, устанавливаемого во вторичных цепях ТН. Реле сопротивления включается на разность токов и междуфазное напряжение. Чтобы защита надежно охватывала выводы генератора, применяется круговая или эллиптическая характеристика реле сопротивления, смещенная в III квадрант (см. рис. 7.18, д).

Сопротивление срабатывания защиты выбирается по условию отстройки от максимальной нагрузки при минимальном эксплуатационном напряжении:

$$Z_{нагр} = 0,95U_{ном} / (\sqrt{3} \cdot 1,5I_{ном}). \quad (9.17)$$

При использовании реле сопротивления с эллиптической характеристикой сопротивление срабатывания можно увеличить, что в ряде случаев целесообразно для улучшения дальнейшего резервирования.

Следует отметить, что рассматриваемая защита с реле сопротивления надежно срабатывает при внутренних КЗ в обмотках генератора.

9.7. ЗАЩИТА ОТ ПОВЫШЕНИЯ НАПЯЖЕНИЯ

Защита, схема которой показана на рис. 9.16, состоит из реле напряжения, включенного на междуфазное напряжение генератора, и реле времени для предотвращения срабатывания защиты при кратковременном повышении напряжения. Защита от повышения напряжения устанавливается на всех гидрогенераторах, работающих в блоке с трансформаторами. Напряжение срабатывания защиты устанавливается равным (1,5÷1,7) U_{ном}, выдержка времени 0,5 с.

На энергоблоках с турбогенераторами 160 МВт и более также устанавливается защита от повышения напряжения с уставкой срабатывания 1,2U_{ном}. Защита не имеет выдержки времени и может действовать только при работе генератора на холостом ходу (на гашение поля). При работе энергоблока на нагрузку она автоматически выводится из действия с помощью трехфазных токовых реле, размыкающих свои контакты при появлении тока. Эти реле устанавливаются для использования в схемах УРОВ с целью контроля наличия тока в выключателях. При переходе генератора в режим холостого хода защита автоматически вводится в действие с выдержкой времени порядка 3 с, перекрывающей длительность кратковременного повышения напряжения на генераторе после его отключения от сети.

9.8. ЗАЩИТА ЦЕПИ ВОЗБУЖДЕНИЯ ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ

Защита от замыкания на землю в одной точке. Для периодического контроля за состоянием изоляции цепей возбуждения используется вольтметр, один зажим которого связан с землей, а вто-

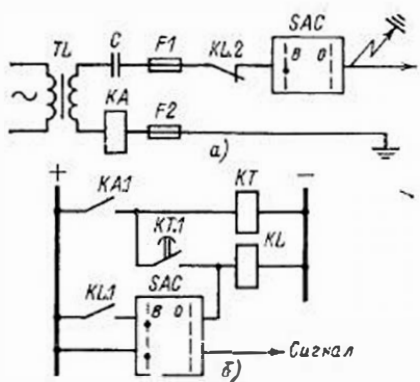


Рис. 9.17. Схема защиты гидрогенератора от замыкания на землю в одной точке цепи возбуждения: а — цепи переменного напряжения; б — цепи оперативного тока

рой поочередно подключается к полюсам ротора. Если изоляция ротора достаточно высока, замеры вольтметра в обоих случаях будут близки к нулю. При замыкании на землю в обмотке ротора вольтметр замерит значение напряжения каждого полюса относительно земли.

При снижении уровня изоляции при замеров напряжения будут различными в зависимости от места ухудшения изоляции и ее сопротивления. Для повышения точности определения сопротивления изоляции обмотки ротора относительно земли при измерениях используют вольтметр с высоким сопротивлением обмотки.

На гидрогенераторах, турбогенераторах с водяным охлаждением обмотки ротора, а также на всех турбогенераторах мощностью 300 МВт и выше должна предусматриваться защита от замыканий на землю в одной точке цепи возбуждения. На гидрогенераторах эта защита должна действовать на отключение, а на турбогенераторах — на сигнал.

Схема защиты, которая может применяться на гидрогенераторах при емкости цепи возбуждения относительно земли не больше 0,5 мкФ, приведена на рис. 9.17. К цепи возбуждения через конденсатор С подключается вторичная обмотка промежуточного трансформатора TL, в цепь которого включено токовое реле KA, имеющее специальные обмоточные данные. Второй конец обмотки токового реле заземляется через специальную щетку, имеющую электрический контакт с валом ротора. Питание схемы защиты осуществляется от шин собственных нужд через трансформатор TL, вторичное напряжение на зажимах которого составляет 60—100 В.

В нормальном режиме ток в реле KA не проходит, и оно держит разомкнутым свой контакт. В случае замыкания на землю в цепи возбуждения генератора создается контур для прохождения переменного тока через токовое реле, которое при этом срабатывает. Через замкнувшийся контакт реле KA плюс подается на обмотку реле времени KT, которое сработав, заставляет действовать промежуточное реле KL. После срабатывания реле KL самоблокируется и предотвращает длительное прохождение переменного тока через место замыкания на землю. Для деблокировки защиты и ввода ее в работу установлен ключ SAC. Конденсатор С емкостью 0,3 мкФ, включенный последовательно с реле KA, не допускает прохождения постоянного тока через место замыкания на землю. В случае, если при замыкании на землю в цепи возбуждения генератора конденса-

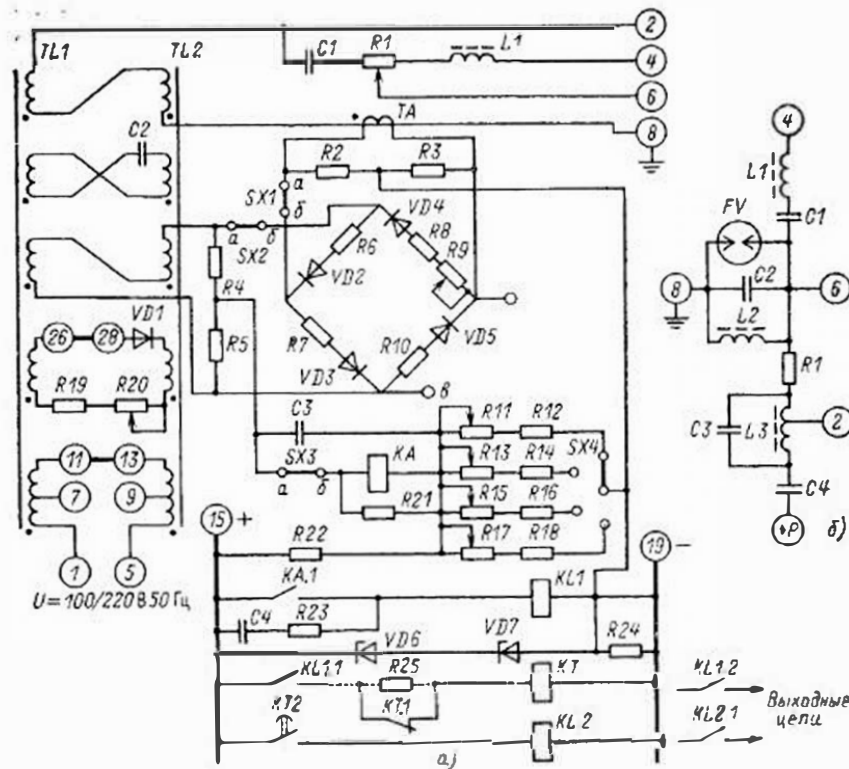


Рис. 9.18. Схема защиты турбогенераторов с тиристорной и высокочастотной системами возбуждения от замыкания на землю в одной точке цепи возбуждения с реле КЗР-3;

а — принципиальная схема защиты; б — вспомогательное устройство ВУ-2

тор окажется пробитым, возникнет короткое замыкание. При этом защита отключится плавкими предохранителями F1 и F2. На турбогенераторах с тиристорной и высокочастотной системами возбуждения применяется серийно выпускаемая промышленностью защита типа КЗР-3, выполняемая с наложением на цепь возбуждения переменного тока частотой 25 Гц. Основные элементы и цепи защиты показаны на принципиальной схеме (рис. 9.18). Источником наложенного тока является магнитный делитель частоты (МДЧ), питающийся переменным током 50 Гц, 220 В от сети собственных нужд. В МДЧ имеются две независимые вторичные обмотки для питания защиты переменным током 25 Гц: одна из них используется для наложения тока на цепь возбуждения генератора, а вторая — в схеме защиты.

Переменный ток 25 Гц подается на обмотку ротора через вспомогательное устройство ВУ2 (рис. 9.18, б), состоящее из частотных LC-фильтров (L1 и C1, L2 и C2, L3 и C4, L3 и C3), предназначенных для предотвращения проникновения в защиту слагающих напряжений частотой 50—150—300 Гц и более из тиристорной или высоко-

частотной системы возбуждения. Конденсаторы $C1$ и $C4$, кроме того, отделяют цепи возбуждения от защиты, исключая намагничивание ферромагнитных сердечников в комплексе защиты постоянным током от возбудителя генератора. Резистор $R1$ в ВУ2 ограничивает наложенный ток при металлическом замыкании на землю в одной точке. Разрядник FV защищает измерительные цепи защиты при возникновении перенапряжений на входе ВУ2.

Наложный ток проходит через сопротивление изоляции и емкостное сопротивление на землю цепи возбуждения и состоит из двух составляющих — активного и емкостного тока. Для того чтобы защита реагировала на изменение сопротивления изоляции, на ее измерительный орган должна подаваться только активная составляющая наложенного тока. Для выделения этой составляющей в устройстве КЗР-3 применена симметричная кольцевая фазочувствительная схема. На нее подается наложенный ток через трансформатор тока TA и напряжение частотой 25 Гц от второй обмотки МДЧ.

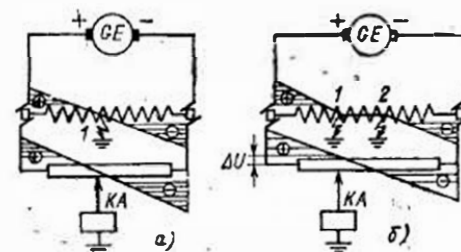
Фазочувствительная схема состоит из диодов $VD2—VD5$ и балластных резисторов $R6—R9$ (рис. 9.18, а). Нагрузка фазочувствительной схемы подключена к средним точкам делителей напряжения $R2—R3$ и $R4—R5$.

Напряжение, подаваемое на фазочувствительную схему от МДЧ, значительно больше напряжения вторичной обмотки TA , нагруженной делителем напряжения. Поэтому напряжение от МДЧ является управляющим, т. е. оно только открывает и закрывает диоды, а ток в цепи нагрузки фазочувствительной схемы создается меньшим (управляемым) напряжением и в течение каждого полупериода проходит через оба открытых диода. При таком режиме среднее значение напряжения на выходе фазочувствительной схемы $U_{вкл} \approx I \cos \varphi$, где φ — угол между управляемым напряжением и создаваемым им током. В защите КЗР-3 — это угол между наложенным током и создающим его напряжением частотой 25 Гц. Таким образом в защиту подается только активная составляющая наложенного тока.

Напряжение с выхода фазочувствительной схемы сравнивается с эталонным стабилизированным напряжением от делителя напряжения, состоящего из резисторов $R12, R14, R16, R18$, используемых при четырех возможных уставках защиты, и резистора $R22$. Реагирующим органом является чувствительное магнитоэлектрическое реле KA , срабатывающее при возникновении замыкания на землю в обмотке ротора. Благодаря сравнению напряжений в реагирующем органе обеспечивается его четкое срабатывание и высокий коэффициент возврата. Предусмотрены две уставки срабатывания защиты: 5 кОм — подключен резистор $R16, 2,5$ кОм — резистор $R18$. Резисторы $R12$ и $R14$ предназначены для использования при работе генератора на электромашинном возбуждении. При работе генератора на электромашинном возбуждении защита может быть включена без ВУ2. Однако во избежание усложнения защиты и ее эксплуатации исключение ВУ2 при переходе на резервное электромашинное возбуждение не предусматривается.

Рис. 9.19. Распределение напряжения по обмотке ротора при замыкании на землю:

а — в одной точке; б — в двух точках:



Конденсатор $C3$ сглаживает ток в реле KA , а резистор $R21$ служит для создания режима критического успокоения рамки магнитоэлектрического реле, при котором сближение контактов во время срабатывания реле носит аперриодический характер.

Контакт реле KA , зашунтированный искрогасительным контуром ($C4, R23$), замыкает цепь промежуточного реле $KL1$, запускающего реле времени KT , действующего на сигнал через выходные реле $KL2$. Напряжение, подаваемое на цепь обмотки реле $KL1$, стабилизировано на уровне 66 В с помощью балластного резистора $R24$ и стабилизаторов $VD6$ и $VD7$.

Основным недостатком защиты КЗР-3 является зависимость ее чувствительности от емкости на землю цепей возбуждения. Применение защиты рекомендуется при емкости не более 2 мкФ, при которой погрешность в токе срабатывания не превышает 30%. При работе с основным возбудителем это условие обычно выполняется. При переходе же на резервное возбуждение значение емкости может существенно увеличиваться, достигая 5 мкФ. При этом защита КЗР-3 неприменима.

Защита замыканий на землю в двух точках. Защита от замыканий на землю в двух точках цепи возбуждения устанавливается только на турбогенераторах. На станции обычно имеется один общий комплект защиты, который и подключается к генератору, имеющему замыкание в одной точке цепи возбуждения. Схема защиты состоит из потенциометра, присоединяемого к кольцам ротора, и токового реле, которое включается в диагональ моста, образуемого обмоткой возбуждения и потенциометром.

При замыкании на землю в одной точке ротора, например в точке 1, напряжение относительно земли распределится по обмотке возбуждения и потенциометру, как показано на рис. 9.19, а. Перемещая движок потенциометра, находят точку, в которой напряжение относительно земли равно нулю. При этом через реле не будет проходить ток, так как оба зажима подключены к точкам с одинаковым потенциалом. В случае возникновения второго замыкания на землю, например в точке 2, распределение напряжения на обмотке возбуждения и потенциометре изменится и будет иметь вид, аналогичный изображенному на рис. 9.19, б. Теперь точка на потенциометре, к которой подключен зажим реле, имеет относительно земли потенциал ΔU . Под действием напряжения ΔU через реле пройдет ток и оно сработает. Схема защиты ротора от двойных замыканий на землю типа КЗР-2 приведена на рис. 9.20.

Потенциометр $RR1$ с последовательно включенным реостатом $RR2$, который служит для более плавной регулировки, подклю-

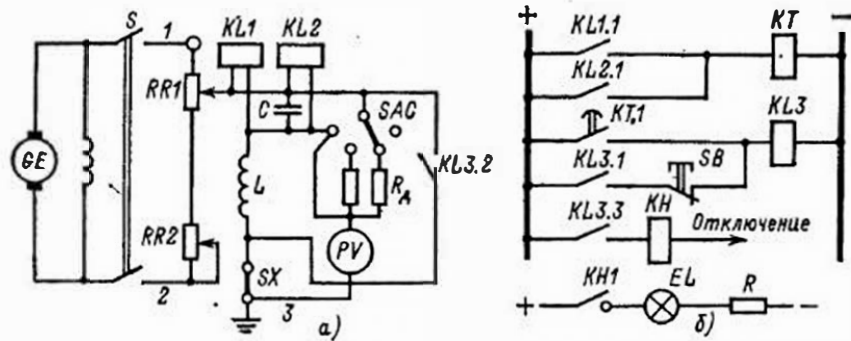


Рис. 9.20. Схема защиты генератора от замыканий на землю в двух точках цепи возбуждения:

а — цепи возбуждения; б — цепи оперативного тока

чается зажимами 1 и 2 к полюсам обмотки возбуждения после возникновения в ней замыкания на землю в одной точке. Зажим 3 подключается к валу генератора через специальную щетку. Этим исключается возможность ложного срабатывания защиты от наведенных токов, проходящих в контуре заземления электростанции.

Защита подключается к обмотке ротора без предохранителей, так как сгорание одного из них повлечет за собой ее неправильную работу. По той же причине защита должна подключаться к обмотке ротора через двухполюсный рубильник. После подключения к обмотке ротора движки потенциометра *RR1* и добавочного сопротивления *RR2* устанавливаются в положение, при котором показания вольтметра *PV* будут минимальными (не более 0,5 В). Переключатель *SAC* с добавочными сопротивлениями позволяет переключать пределы измерения вольтметра (300, 30, 3 В), что обеспечивает более точную регулировку и вместе с тем предохраняет вольтметр от перегрузок при грубой настройке. Настройка защиты производится при отключенной накладке *SX*. По окончании настройки накладка *SX* включается и защита вводится в работу.

В качестве чувствительных реле, реагирующих на нарушение балансировки моста и тем самым на появление второго замыкания на землю, в схеме защиты используются поляризованные реле *KL1* и *KL2*. Установка двух поляризованных реле необходима, так как каждое из них срабатывает лишь тогда, когда ток входит в зажим, обозначенный точкой. Направление же тока в диагонали моста, а следовательно, и в реле зависит от местоположения второго замыкания на землю относительно первого. Обмотки реле включены так, что работа защиты при возникновении второго замыкания на землю обеспечивается независимо от направления тока в диагонали моста.

Из-за неравномерности воздушного зазора генератора в обмотке ротора циркулирует переменный ток, который может проходить по обмоткам реле *KL1* и *KL2*. Возникающая при этом вибрация контактов снижает надежность работы реле и может привести к отказу защиты. Для снижения влияния переменного тока на работу реле

в схему защиты введены дроссель *L* и конденсатор *C*. Дроссель, представляющий собой большое индуктивное сопротивление (70 кОм при 50 Гц), имеет сравнительно малое омическое сопротивление, не более 160 Ом. Емкость конденсатора и индуктивность дросселя подобраны так, чтобы при коэффициентах возврата реле *KL1* и *KL2* 0,3—0,5 отсутствовала вибрация реле после срабатывания, если в их обмотках проходит постоянный ток, равный току срабатывания, а на зажимы 3 и 1 подано переменное напряжение 500 В, 50 Гц.

Защита работает с выдержкой времени, которая устанавливается на реле времени *KT*. После срабатывания выходное реле защиты *KL3* самоудерживается и подает импульс на сигнал или на отключение генератора.

На турбогенераторах с косвенным охлаждением обмотки ротора защита от второго замыкания на землю, как правило, включается с действием на сигнал. На мощных турбогенераторах с непосредственным охлаждением обмотки ротора защита устанавливается с действием на отключение с выдержкой времени 1—2 с.

Недостатком рассматриваемой защиты является наличие у нее «мертвой зоны», так как чем ближе второе замыкание на землю (точка 2 на рис. 9.19, б) будет расположено к точке 1, тем меньше будет ток в реле. Если первое замыкание произошло на кольцах ротора, защита вообще не будет действовать независимо от места второго замыкания на землю. Защиту нельзя использовать, если первое замыкание на землю возникнет в цепи возбуждения возбуждителя, так как в этом случае она может неправильно подействовать при изменении положения рестоата возбуждения.

9.9. ЗАЩИТА РОТОРА ОТ ПЕРЕГРУЗКИ

Как уже отмечалось выше, не допускается длительная перегрузка обмотки ротора мощных турбогенераторов с непосредственным охлаждением. Для предотвращения повреждения ротора при перегрузке предусматривается специальная защита, а также выполняется ограничение длительности форсировки возбуждения. Наиболее полноценную защиту ротора от перегрузки можно осуществить с помощью реле, имеющего характеристику, зависящую от тока ротора. Такая защита типа РЗР-1М устанавливается на турбогенераторах мощностью 160 МВт и более. Защита имеет две ступени: с первой она действует на развозбуждение генератора, со второй — на отключение генератора от сети и на гашение поля. Каждая ступень имеет свою зависящую характеристику выдержки времени, при этом выдержка времени первой ступени при одних и тех же значениях тока ротора примерно на 20 % меньше выдержки времени второй ступени [41].

Ток ротора подается в защиту от датчика тока, в качестве которого при тиристорном и высокочастотном возбуждении используется трансформатор постоянного тока (ТПТ), а при бесщеточном возбуждении — индукционный короткозамкнутый датчик тока (ИКДТ). Трансформатор постоянного тока представляет собой магнитный усилитель,

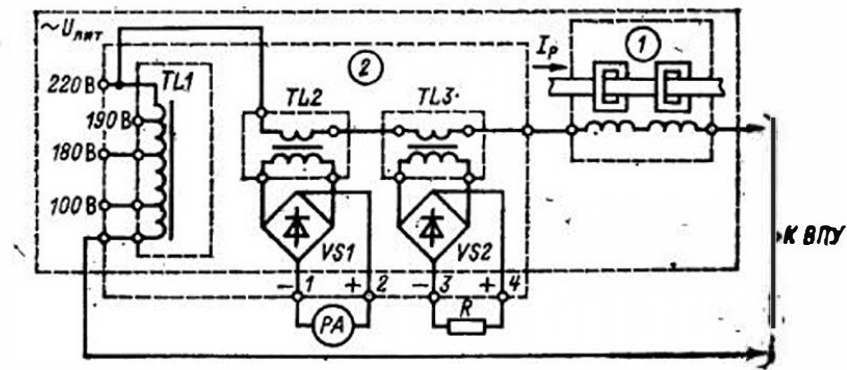


Рис. 9.21. Трансформатор постоянного тока для подключения защиты ротора от перегрузки (1) и вспомогательное устройство для измерения тока ротора (2)

в котором управляющая обмотка, включенная на ток ротора, выполнена в виде стержня, проходящего внутри двух замкнутых магнитопроводов (рис. 9.21). Рабочая обмотка ТПТ расположена на обоих магнитопроводах (четыре секции, соединенные параллельно на каждом магнитопроводе). Обмотки, расположенные на различных магнитопроводах, соединяются последовательно (при номинальном токе ТПТ 1,5—2,5 кА) или параллельно (при номинальном токе 3 кА и более). В цепь рабочей обмотки, питающуюся от источника переменного тока, включена вторичная нагрузка ТПТ. Сопротивление рабочей обмотки зависит от магнитного потока в сердечниках ТПТ. При малых значениях тока ротора мал и магнитный поток. Этому режиму соответствует большое сопротивление рабочей обмотки, приближающееся к бесконечности, когда ток ротора снижается до нуля. При этом близок к нулю и ток рабочей обмотки. При больших значениях тока ротора (и больших значениях тока в управляющей обмотке) сердечники насыщаются, сопротивление рабочей обмотки снижается и ток в ее цепи возрастает, приближаясь к наибольшему значению.

Линейная зависимость тока в цепи нагрузки ТПТ от тока в управляющей обмотке во всем рабочем диапазоне (пропорциональность тока в рабочей обмотке току ротора) достигается выбором параметров ТПТ, обеспечивающим его работу на прямолинейном участке характеристики намагничивания. Для предотвращения трансформации переменного тока из рабочей обмотки в управляющую секции рабочей обмотки, размещенные на разных сердечниках, соединены так, чтобы в управляющей обмотке наводились встречные, взаимно компенсирующиеся ЭДС.

В защите РЗР-1М рабочие обмотки ТПТ при наладке соединяются последовательно, как показано на рис. 9.21. При этом номинальный первичный ток увеличивается в 2 раза, а вторичный остается прежним (5 А для всех исполнений от 1,5 до 4 кА и 6 А для ТПТ на 6 кА). Напряжение питания рабочих обмоток при этом должно

Рис. 9.22. Структурная схема реле РЗР-1М:

I — на сигнал; II — на развозбуждение; III — на отключение генератора

быть увеличено примерно в 2 раза. С учетом сказанного выше защита выполняется на номинальный ток 2,5 А.

Индукционный датчик тока представляет собой неподвижную короткозамкнутую «беличью клетку», охватывающую вал генератора, внутри которого проходят провода от возбудителя к обмотке ротора. Проходящий в этих проводах ток возбуждения создает при работе генератора вращающееся магнитное поле, индуцирующее токи в стержнях «беличьей клетки». Эти токи замыкаются через трансформатор тока, во вторичную цепь которого включается защита РЗР-1М. С помощью ИКД1 на защиту подается синусоидальный переменный ток, пропорциональный току ротора. При номинальной нагрузке этот ток составляет примерно 2,5 А.

Защита РЗР-1М состоит (рис. 9.22) из входного преобразовательного устройства ВПУ, сигнального СО, пускового ПО, интегрального ИО органов и блока питания БП.

В ВПУ (рис. 9.23), которое служит для настройки устройства защиты на заданный вторичный номинальный ток и преобразования переменного тока, поступающего от датчика тока, в выпрямленные и сглаженные напряжения, подаваемые на основные органы реле, входят: промежуточный трансформатор тока TL1, согласующий трансформатор напряжения TL2 (для пускового и сигнального органов, а также для гальванического разделения входных цепей основных органов защиты), регулируемые резисторы R1 и R2 (для установки на входах основных органов уровней напряжения, соответствующих номинальному току ротора генератора). Элементами

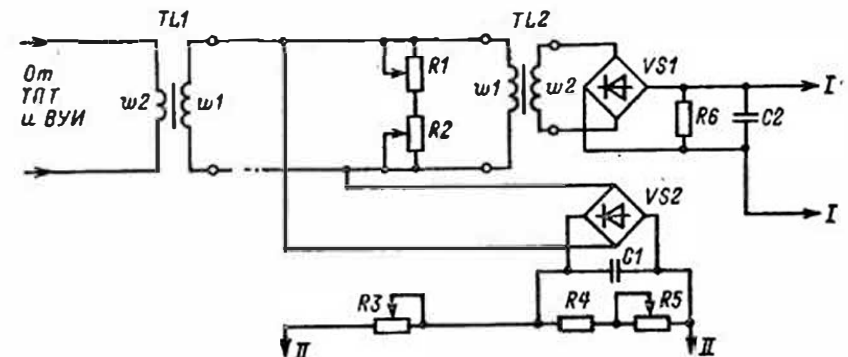
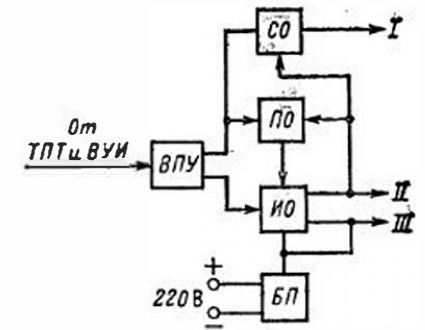


Рис. 9.23. Схема входного преобразовательного устройства реле РЗР-1М I—I — к сигнальному органу; II—II — к интегральному органу

Таблица 9.5

$I_{рот}$	Выдержки времени, с			
	I исполнение		II исполнение	
	I ступень	II ступень	I ступень	II ступень
1,1	480	600	480	600
1,2	215	265	250	310
1,5	50	60	74	92
2	16	20	24	30

ВПУ также являются: выпрямительные мосты $VS1$ и $VS2$, сглаживающие конденсаторы $C1$ и $C2$ и нагрузочные резисторы $R4-R6$.

Принципы выполнения основных органов и блока питания защиты РЗР-1М аналогичны рассмотренным выше для защиты обратной последовательности РТФ-6М. Отличие РЗР-1М состоит в том, что в защите используются лишь два органа без выдержки времени — CO и $ЛО$ (а не четыре, как в РТФ-6М), на которые от БПИ подается напряжение 35 В.

Интегральный орган в обеих ступенях РЗР-1М учитывает накопление теплоты в обмотке ротора при перегрузке и охлаждение ротора после ее устранения. Зависимая от тока характеристика выдержек времени срабатывания интегрального органа соответствует выражению:

$$I_{с,з} = \frac{A}{k(I_{рот} - B)^2}, \quad (9.18)$$

где A — постоянная, учитывающая накопление теплоты в роторе; k, B — коэффициенты, зависящие от вида характеристик и диапазона уставок.

Защита РЗР-1М выпускается в двух исполнениях, отличающихся характеристиками выдержки времени: исполнение I предназначено для использования при допустимой длительности прохождения двукратного номинального тока в обмотке ротора $t_{доп} = 20$ с; исполнение II — при $t_{доп} = 30$ с.

Характеристики выдержки времени для обоих исполнений защиты приведены в табл. 9.5.

9.10. ОСОБЕННОСТИ ЗАЩИТЫ БЛОКОВ ГЕНЕРАТОР—ТРАНСФОРМАТОР

Схемы электрических соединений блоков. Наиболее часто по схеме блока генератор—трансформатор или генератор—автотрансформатор включаются турбогенераторы и гидрогенераторы большой мощности. Для защиты генератора и трансформатора (автотрансформатора) в схемах блоков применяются те же самые защиты, что и в рассмотренных выше схемах генераторов, подключенных к шинам генераторного напряжения, и трансформаторов (автотрансформаторов). Исползуемые при этом защиты имеют некоторые особенности, рассмотренные ниже.

На рис. 9.24 приведены схемы электрических соединений блоков, применяющихся на современных электростанциях большой мощности. Наиболее распространены блоки генератор—трансформатор (один генератор — один двухобмоточный трансформатор (рис. 9.24, а—в) без выключателя и с выключателем (рис. 9.24, г)

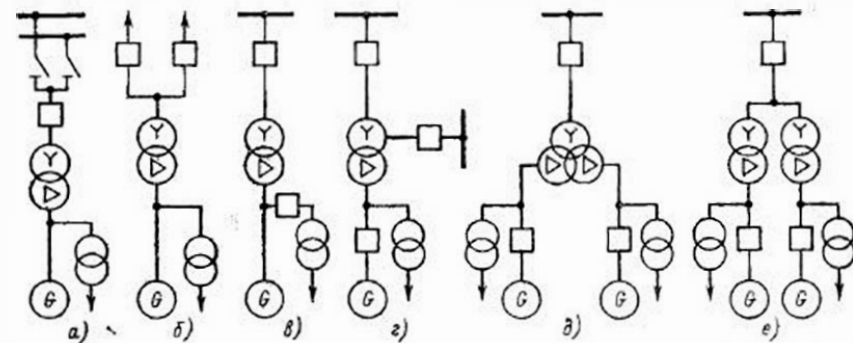


Рис. 9.24. Схема электрических соединений блоков генератор—трансформатор

в цепи генератора. Подобные энергоблоки присоединяются либо через один выключатель к двойной системе шин (рис. 9.24, а) с обходной системой шин (при напряжении стороны высокого напряжения ВН 110—220 кВ), либо через два выключателя (рис. 9.24, б) к распределительному устройству (РУ) напряжением 330 кВ и выше, выполненному по схемам: полуторной, 4/3, многоугольника. Все большее распространение получают блоки турбогенератор—трансформатор—линия с выключателями на стороне ВН, расположенными в РУ подстанции, находящейся на расстоянии до 30—40 км от электростанции.

Блоки генератор—автотрансформатор (рис. 9.25) подключаются к РУ 500 кВ и выше через два выключателя, а к РУ 220 кВ — через один выключатель (рис. 9.25, а), который может заменяться обходным, либо через два выключателя (рис. 25, б). На всех энергоблоках имеются ответвления на стороне генераторного напряжения для питания собственных нужд блока через реактор (при напряжении генератора 6,3 кВ) или через рабочий трансформатор собственных нужд, подключаемый к блоку, как правило, без выключателя. При наличии выключателя в цепи генератора ответвление подключается между этим выключателем и трансформатором блока.

Выключатели в цепи генератора необходимы:

на блоках с двумя генераторами (рис. 9.24, д, е) для синхронизации или отключения одного из них;

на энергоблоках АЭС (рис. 9.24, г) для обеспечения надежного питания собственных нужд при аварийных остановках блока;

на блоках генератор—трансформатор—линия для обеспечения питания собственных нужд от своего рабочего трансформатора при пуске блока;

на блоках с двумя ответвлениями (для питания собственных нужд и потребителей через реактивированную линию) для сохранения питания потребителей при отключенном генераторе;

на блоках генератор—автотрансформатор (рис. 9.25) для сохранения перетока мощности между РУ ВН и СН.

На блоках с турбогенераторами мощностью 800—1000 МВт вместо выключателей в цепи генератора можно использовать выключатели нагрузки с отключающей способностью, равной номинальному току генератора.

Рис. 9.25. Схемы электрических соединений блоков генератор—автотрансформатор. На рисунке показаны два варианта схем (а-б). Вариант а) — генератор (Г) и автотрансформатор (АТ) с выключателем (В) на стороне ВН. Вариант б) — генератор (Г) и автотрансформатор (АТ) с выключателем (В) на стороне ВН. На рисунке также показаны ответвления на сторону генераторного напряжения для питания собственных нужд (С.Н.) через реактор (Р) или рабочий трансформатор (Т).

Рис. 9.25. Схемы электрических соединений блоков генератор—автотрансформатор

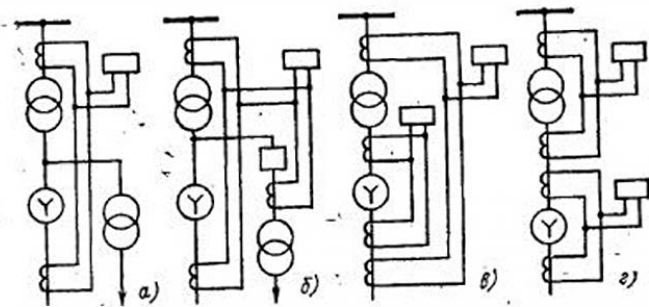


Рис. 9.26. Дифференциальная защита блока генератор—трансформатор (автотрансформатор)

Продольная дифференциальная защита. На рис. 9.26 показано несколько структурных схем, отражающих принципы выполнения продольных дифференциальных защит блоков генератор—трансформатор. Наиболее проста схема на рис. 9.26, а, которая применяется на блоках генератор с косвенным охлаждением — двухмоточный трансформатор. В этой схеме общая дифференциальная защита с реле РНТ подключается к ТТ, установленным со стороны нулевых выводов генератора и со стороны высшего напряжения трансформатора. Токовые цепи защиты не подключаются к ТТ, установленным на отпайке к трансформатору собственных нужд, поскольку защита отстраняется током срабатывания от КЗ за трансформатором. В зону действия защиты входят обмотки статора генератора, трансформатора, а также трансформатор собственных нужд.

При использовании в таком блоке двух трансформаторов вместо одного, а также при работе двух и более генераторов без выключателей в блоке с одним трансформатором (укрупненный блок) на каждом генераторе и трансформаторе мощностью 125 МВ·А и более должна быть предусмотрена отдельная продольная дифференциальная защита.

На генераторе блока, имеющем непосредственное охлаждение обмоток, предусматривается отдельная продольная дифференциальная защита: для генераторов типов ТВФ-60 и ТВФ-100 с реле типа РНТ, а для генераторов мощностью 160 МВТ и более — с реле типа ДЗТ-11/5, имеющим торможение. При этом, если в цепи генератора имеется выключатель, должна быть установлена отдельная дифференциальная защита трансформатора блока (или каждого трансформатора, если в блоке с генератором работают два или более трансформатора); при отсутствии выключателя для защиты трансформатора блока можно использовать либо отдельную дифференциальную защиту (рис. 9.26, г), либо общую продольную дифференциальную защиту блока (рис. 9.26, а—в) для блоков, состоящих из одного генератора и одного трансформатора, предпочтительнее общая дифференциальная защита блока.

Со стороны высшего напряжения дифференциальную защиту трансформатора (блока) можно включить на ТТ, встроенные в вы-

воды трансформатора блока. При этом для защиты ошиновки между выключателями на стороне высшего напряжения и трансформатором блока должна быть установлена отдельная дифференциальная защита.

Продольная дифференциальная защита трансформатора (блока) обычно выполняется с помощью реле типа ДЗТ-21, имеющего тормозные обмотки. Ток срабатывания защиты принимается равным $(0,3 \div 0,4) I_{ном}$.

Токовые защиты от внешних коротких замыканий и перегрузки. Защита блоков генератор—двухмоточный трансформатор от внешних междуфазных КЗ осуществляется общей токовой защитой, которая подключается к ТТ, установленным со стороны нулевых выводов генератора. Для этой цели используется токовая защита обратной последовательности с приставкой для действия при трехфазных КЗ.

Токовая защита обратной последовательности выполняется с независимой или с зависимой характеристикой для блоков с генераторами разной мощности. На блоках с генераторами, имеющими косвенное охлаждение обмоток, защита выполняется так же, как на генераторах, работающих на шины генераторного напряжения, с токовыми реле с независимой выдержкой времени, действующими и на сигнал и на отключение.

На блоках с генераторами мощностью менее 160 МВт, имеющими непосредственное охлаждение обмоток, а также на блоках с гидрогенераторами мощностью более 30 МВт, имеющими косвенное охлаждение, токовую защиту обратной последовательности следует выполнять со ступенчатой или зависимой выдержкой времени. Указанная ступенчатая или зависимая выдержка времени должна быть согласована с характеристикой допустимых перегрузок генератора токами обратной последовательности.

Уставки ступенчатой защиты рассчитываются, исходя из следующих условий:

ток срабатывания сигнального элемента $0,07 I_{ном}$;

ток срабатывания IV ступени выбирается из условия обеспечения времени, необходимого персоналу для устранения несимметрии при действии сигнализации (не менее 3 мин); для генераторов типов ТВФ-63-2 и ТВФ-120-2 ток срабатывания принимается равным $0,25 I_{ном}$ (для генераторов ТВФ А-15);

максимальная выдержка времени IV ступени на упорном контакте реле времени (для генераторов ТВФ) устанавливается 40 с с учетом допустимой длительности прохождения тока I_2 , равного току срабатывания III ступени;

ток срабатывания III ступени принят $0,6 I_{ном}$ (для генераторов ТВФ) исходя из целесообразности возможно большей уставки выдержки времени IV ступени (два последовательно работающих реле времени со шкалой 20 с);

максимальная выдержка времени III ступени на упорном контакте реле времени выбирается с учетом рационального совмещения ступеней защиты с перегрузочной характеристикой генератора

$t = f(I_2)$ и возможно большего зазубления по току II ступени, желательного для обеспечения селективности II ступени с резервными защитами прилежащей сети (для генераторов ТВФ 8,5 с);

токи срабатывания I и II ступеней выбираются по условию их действия с коэффициентом надежности не менее 1,2 при двухфазных КЗ на выводах генератора (для I ступени) и на стороне высшего напряжения трансформатора блока (для II ступени);

выдержка времени I ступени и максимальная выдержка времени II ступени на упорном контакте реле времени должны устанавливаться равными допустимой длительности двухфазного КЗ на выводах генератора (для I ступени) или за трансформатором блока (для II ступени). При этом токи КЗ должны определяться по параметрам переходного режима при отключении выключателя генератора, когда токи обратной последовательности в статоре генератора имеют наибольшее значение.

На генераторах типа ТВФ (ТВФ-63-2 на напряжения 6,3 и 10,5 кВ и ТВФ-120-2 на 10,5 кВ) рекомендуются следующие уставки I и II ступеней при работе генератора в блоке с двух- и трехобмоточным трансформаторами:

ток срабатывания I ступени $(1,85 \div 2,35) I_{ном}$;

выдержка времени I ступени 1,8—2,5 с;

ток срабатывания II ступени $(1,05 \div 1,3) I_{ном}$;

выдержка времени II ступени (на упорном контакте) 2,7—3,7 с.

Три последние ступени защиты (I, II, III) выполняются с двумя выдержками времени, отличающимися на ступень селективности: с первой выдержкой времени, селективной с выдержками времени соответствующих ступеней защит отходящих присоединений, каждая ступень действует на отключение выключателей трансформатора блока, а со второй — на полное отключение блока.

На блоках с турбогенераторами мощностью 160 МВт и более токовая защита обратной последовательности выполняется с помощью сигнального органа, интегрального органа с зависимой характеристикой, двух ступеней с независимыми характеристиками выдержек времени. Настройка всех этих элементов должна обеспечить отключение генератора при внешнем несимметричном КЗ или несимметричном режиме с временем, не превышающим допустимого значения. Расчет уставок интегрального органа не производится. Зависимая характеристика реле РТФ-6 принимается согласно информации завода на реле и в соответствии с величиной A защищаемого генератора. На генераторах при вторичном номинальном токе 3—5 А применяется реле РТФ-6 в исполнении на 5 А, при вторичном номинальном токе 7—10 А — в исполнении на 10 А.

Ток срабатывания пускового органа для обеспечения надежного пуска интегрального органа принимается равным $0,1 I_{ном}$. Ток срабатывания первой ступени органа, имеющего независимую выдержку времени (Отсечка II) и предназначенного для резервирования защит генератора, выбирается таким образом, чтобы при двухфазном КЗ на выводах генератора в условиях сверхпереходного режима коэффициент чувствительности был не ниже 2. Выдержка времени органа

Отсечка II по условию согласования с быстродействующими защитами трансформатора блока принимается равной 0,5 с.

Ток срабатывания второй ступени — органа Отсечка I принимается равным $(0,4 \div 0,6) I_{ном}$. Орган Отсечка I действует с двумя выдержками времени: с первой — на деление шин высшего напряжения, эта выдержка времени выбирается по условию согласования с максимальным временем резервных защит отходящих присоединений; с второй — на отключение блока, на ступень селективности больше предыдущей. Ток срабатывания сигнального органа принимается равным $0,05 I_{ном}$.

Токовая защита от трехфазных КЗ выполняется с пуском от двух реле минимального напряжения: одного, подключенного к ТН генератора, и второго, подключенного к ТН стороны высшего напряжения. Благодаря примению последнего повышается чувствительность защиты к повреждениям в сети высшего напряжения. Так же как и токовая защита обратной последовательности, защита от симметричных КЗ действует с двумя выдержками времени.

Для защиты от внешних однофазных КЗ на блоках устанавливается специальная токовая защита нулевой последовательности, которая подключается к ТТ в цепи заземления нулевой точки трансформатора. На блоках, трансформаторы которых постоянно работают с глухим заземлением нейтрали, защита выполняется с двумя токовыми реле, каждое из которых с первой выдержкой времени действует на отключение выключателей стороны высшего напряжения, а со второй — на полное отключение и останов блока. Токи срабатывания этих защит согласуются с уставками защит линий, отходящих от шин высшего напряжения. Предусматривается ускорение действия чувствительной токовой защиты нулевой последовательности в случае отказа одной или двух фаз выключателя высшего напряжения при ручных операциях по его включению—отключению. Возникающий при этом несимметричный режим (отключена одна или две фазы на стороне высшего напряжения) сопровождается прохождением значительных токов обратной последовательности, представляющих опасность для генератора. Для того чтобы ускорить отключение неисправного блока, не допустить отключения других блоков и линий, предусматривается ускорение токовой защиты нулевой последовательности, которое осуществляется с помощью реле «непереключения фаз», срабатывающего, если одна или две фазы выключателя из трех остаются включенными. Если после срабатывания ускоренной защиты одна или две фазы выключателя не отключатся, запустится специальное устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) и отключит выключатели, подключенные к той же системе шин высшего напряжения. Ток срабатывания более чувствительного токового реленулевой последовательности, ускоряемого в неполнофазном режиме, должен удовлетворять следующему условию:

$$I_{с.з} \leq 0,4 I_{ном} / n, 1,2. \quad (9.19)$$

С целью уменьшения токов КЗ на землю на шинах электростанций 110—220 кВ нейтрали части трансформаторов разземляются.

При этом токовая защита нулевой последовательности усложняется, так как на нее возлагается дополнительная задача предотвратить повреждение трансформаторов, работающих с незаземленной нейтралью при отключении внешнего однофазного КЗ. Для этого предусматривается специальная защита нулевой последовательности, обеспечивающая отключение блоков с незаземленной нейтралью раньше, чем блоков с заземленными нейтралью. Для фиксации внешнего однофазного КЗ на землю в защите блоков, нейтрали трансформаторов которых разземлены, используется специальное реле напряжения нулевой последовательности, подключенное к ТН стороны высшего напряжения, или сигнальный элемент токовой защиты обратной последовательности. Для предотвращения ложного срабатывания этих защит плюс оперативного тока подается на них при срабатывании чувствительного токового реле нулевой последовательности защиты любого из блоков, трансформаторы которых работают с заземленной нейтралью.

Выдержка времени рассматриваемой защиты блока, трансформатор которого работает с изолированной нейтралью, должна быть меньше, чем выдержка времени токовой защиты нулевой последовательности блока, трансформатор которого работает с заземленной нейтралью.

На блоках с выключателем в цепи генератора устанавливается дополнительная токовая защита, предназначенная для резервирования основных защит трансформатора блока при отключенном выключателе генератора. Защита выполняется с двумя реле тока типа РТ-40, подключенными к соединенным в треугольник ТТ, встроенным в выводы высокого напряжения трансформатора, и одним реле времени. Данная защита автоматически вводится в работу при исчезновении тока в цепи генератора. Для этого используются трехфазные токовые реле, устанавливаемые для блокировки защиты от повышения напряжения. Ток срабатывания защиты отстраивается от номинального тока защищаемого трансформатора:

$$I_{с.з} = \frac{k_n}{k_B} I_{ном} \quad (9.20)$$

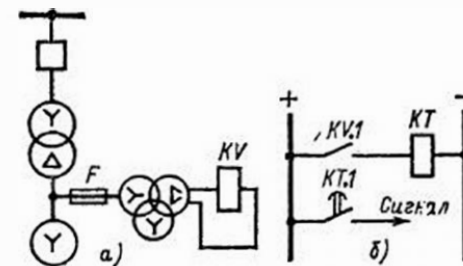
где k_n — коэффициент надежности, равный 1,2; k_B — коэффициент возврата реле.

На блоках АЭС эта защита не предусматривается в связи с наличием резервной дифференциальной защиты блока. На блоках генератор—двухобмоточный трансформатор устанавливается только одна защита от перегрузки. На блоках генератор—трехобмоточный трансформатор или автотрансформатор устанавливаются две или три защиты от перегрузки. На таких блоках устанавливаются также дополнительные токовые защиты, для того чтобы обеспечить селективное отключение выключателей при внешнем КЗ на стороне высшего или среднего напряжения трансформатора (автотрансформатора).

Защита от замыканий на землю в обмотке статора. Для защиты от однофазных замыканий на землю в статоре генераторов мощностью 30 МВт и менее, работающих в блоке с трансформаторами, приме-

Рис. 9.27. Схема защиты генератора от замыканий на землю в обмотке статора с реле напряжения нулевой последовательности:

а — цепи переменного напряжения; б — цепи оперативного тока



няется схема с реле максимального напряжения, которое включается на обмотку ТН, соединенную в разомкнутый треугольник (рис. 9.27). Реле напряжения KV срабатывает при появлении замыкания на землю в любой точке генераторного напряжения и действует на сигнал с выдержкой времени 0,5 с. Напряжение срабатывания реле напряжения обычно устанавливается 10—15 В для отстройки от напряжения небаланса. Если емкостный ток генератора, работающего в блоке с трансформатором, превышает 5 А, целесообразно установить в нулевой точке генератора дугогасящий реактор, компенсирующий емкостный ток до значения меньше 5 А, и защиту включить с действием на сигнал. Защита, схема которой приведена на рис. 9.27, будет срабатывать при замыканиях на землю в 85—90 % витков обмотки статора (считая от фазных выводов генератора). Область выводов, соединенных в нулевую точку (10—15 % обмотки), является «мертвой зоной», при повреждении в которой рассматриваемая защита не действует. На блоках с генераторами мощностью более 30 МВт, как правило, должна предусматриваться защита, обеспечивающая срабатывание при повреждениях в любой точке обмотки статора.

Применение защиты, выполненной по схеме рис. 9.27, допускается также на блоках с турбогенераторами мощностью до 120 МВт, если для защиты всей обмотки статора требуется включение в цепь генератора дополнительной аппаратуры. Для генераторов мощностью 160 МВт и более применяется защита типа ЗЗГ-1, разработанная ВНИИЭ. Она состоит из органа напряжения нулевой последовательности, включенного, как показано на рис. 9.27, и защищающего 85—95 % витков обмотки статора со стороны фазных выводов, а также второго реле, фиксирующего замыкания на землю вблизи нейтрали. Принцип действия этого реле основан на сравнении напряжений третьей гармоники со стороны фазных выводов и нейтрали. При этом используются следующие свойства напряжения третьей гармоники в кривой напряжения генератора. Векторы напряжения по концам обмотки каждой фазы статора генератора в нормальном режиме равны по значению и находятся в противофазе, потенциал напряжения третьей гармоники в середине обмотки статора равен нулю. Значения напряжения третьей гармоники относительно малы, но значительно (в несколько раз) изменяются при изменении нагрузки. Однако отношение этих напряжений по концам обмотки практически неизменно и не зависит от режима работы.

Реле реагирует на отношение модулей векторов $\{ \dot{U}_B + \dot{U}_H \}$ и $\{ \dot{U}_H \}$, где \dot{U}_B и \dot{U}_H — векторы напряжения третьей гармоники на вы-

водах генератора и в нейтрали соответственно. В нормальном режиме, когда отсутствует замыкание на землю, суммарное напряжение $(\dot{U}_b + \dot{U}_n)$ в рабочем контуре реле близко к нулю. В тормозном же контуре действует напряжение \dot{U}_n , равное половине фазного напряжения третьей гармоники и обеспечивающее надежное несрабатывание реле.

При замыкании на землю вблизи нейтрали напряжение третьей гармоники U_n снижается до нуля, а рабочее напряжение возрастает, обеспечивая срабатывание реле. Реле защищает до 35 % витков со стороны нейтрали. При замыкании на землю вблизи фазных выводов надежное срабатывание рассматриваемого реле не обеспечивается, что, однако, неважно, так как при этом работает первое реле.

9.11. ЗАЩИТА ГЕНЕРАТОРОВ МАЛОЙ МОЩНОСТИ

При выполнении защиты генераторов малой мощности допускается ряд упрощений, о которых уже частично говорилось выше.

Для защиты генераторов напряжением до 500 В и мощностью до 150 кВт могут применяться плавкие предохранители (рис. 9.28), выбранные таким образом, чтобы они были отстроены от токов, проходящих через них при коротких замыканиях во внешней сети. При КЗ в генераторе плавкие предохранители должны перегорать под действием тока, подтекающего к месту повреждения от других генераторов, работающих параллельно с поврежденным.

Защита генераторов напряжением до 500 В может осуществляться также с помощью автоматических выключателей. На рис. 9.29 показана схема защиты генератора, работающего параллельно с другими генераторами. Электромагнитные расцепители $YAT1$ отключают

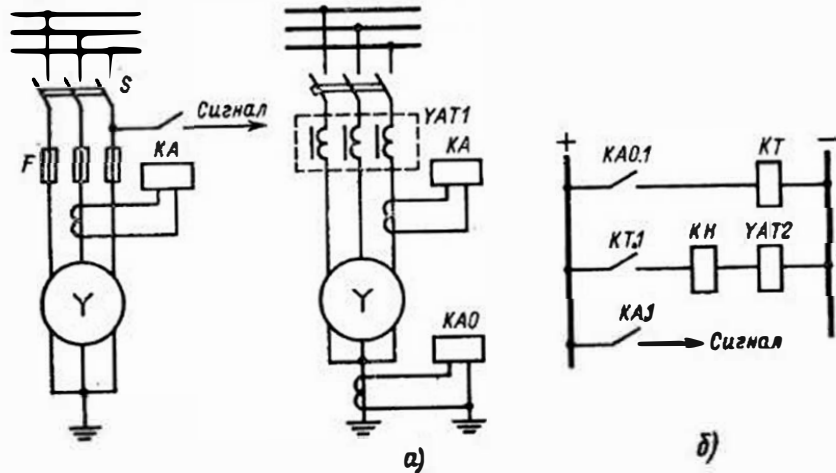


Рис. 9.28. Схема защиты генератора плавкими предохранителями

Рис. 9.29. Схема защиты генераторов напряжением 500 В с автоматическим выключателем;

а — цепи тока; б — цепи оперативного тока

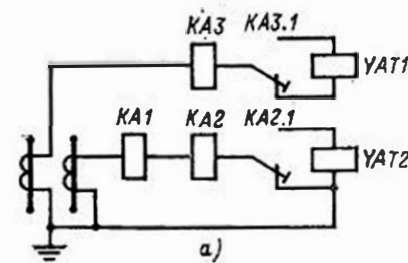
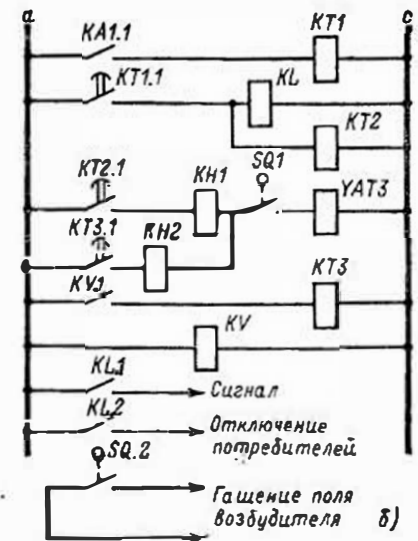


Рис. 9.30. Схема защиты гидрогенератора на переменном оперативном токе; а — цепи тока; б — цепи оперативного тока

автоматический выключатель в случае повреждения в нем, когда из сети приходит ток больше уставки его срабатывания. Тепловые расцепители автоматических выключателей



обеспечивают защиту от внешних КЗ. При замыканиях на землю будет также срабатывать токовое реле $КАО$, подключенное к ТТ, установленному в нулевой точке генератора. Поскольку токовая защита нулевой последовательности будет действовать при КЗ на землю как в самом генераторе, так и во внешней сети, для обеспечения селективности она выполняется с выдержкой времени, отстроенной от времени действия защит, установленных в сети генераторного напряжения. Контакт реле времени $КТ$ замыкает цепь обмотки независимого расцепителя $YAT2$, который отключает автоматический выключатель. Автоматический выключатель, отключаясь, вспомогательным контактом подает импульс на отключение АГП, которое на генераторах мощностью 1000 кВт и менее допускается осуществлять только введением сопротивления в цепь возбуждения возбудителя. На генераторах напряжением менее 500 В допускается не выполнять устройства АГП. Если генератор работает на изолированную сеть, схема защиты выполняется аналогично, но автоматический выключатель устанавливается со стороны нулевых выводов генератора.

Защита генераторов малой мощности напряжением 3—6 кВ выполняется с помощью реле косвенного действия на переменном или постоянном оперативном токе. На рис. 9.30 показана схема защиты гидрогенератора мощностью 1000 кВт на переменном оперативном токе, которая содержит максимальную токовую защиту и отсечку, выполненные с двумя реле типа РТ-85. Эти реле, срабатывая, деэмутируют токовые катушки отключения выключателя $YAT1$ и $YAT2$. Защита от повышения напряжения (реле KV и $KT3$) воздействует на катушку отключения $YAT3$, питаемую от трансформатора напряжения.

При отключении выключателя его вспомогательный контакт $SQ.2$ размыкаясь, вводит дополнительное сопротивление в цепь

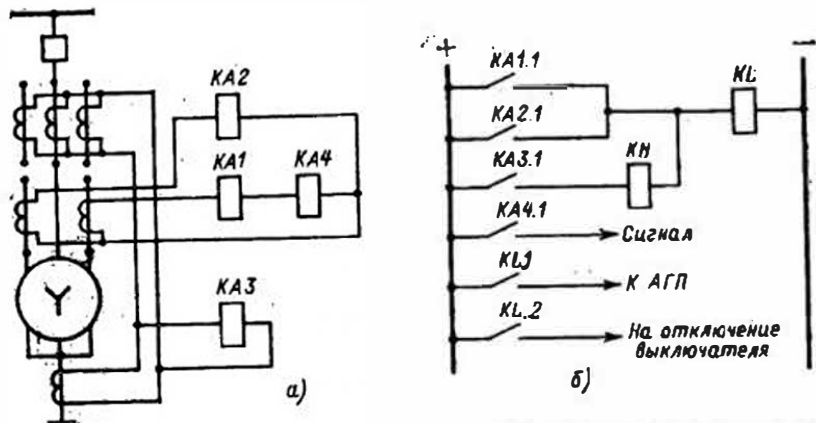


Рис. 9.31. Схема защиты генератора мощностью 1000 кВт на постоянном оперативном токе:

а — токовые цепи; б — цепи оперативного тока

обмотки возбуждения возбудителя, чем осуществляется гашение поля генератора.

Защита от перегрузки в рассматриваемой схеме (*KA1*, *KT1*, *KT2*) выполнена с действием на сигнал, автоматическую разгрузку и отключение генератора. Автоматическая разгрузка генератора осуществляется отключением части потребителей. Цепи напряжения на защиту подаются через автоматический выключатель, в случае отключения которого подается сигнал о нарушении цепей напряжения.

На рис. 9.31 приведена схема защиты на постоянном оперативном токе генератора мощностью 1000 кВт и менее, работающего параллельно с системой или другими генераторами. В качестве основной защиты от многофазных КЗ используется максимальная токовая отсечка *KA1* и *KA2*, выполненная токовыми реле РТ-81. Индукционный элемент тех же реле использован в качестве максимальной токовой защиты.

Для одиночно работающих генераторов мощностью 1000 кВт, имеющих выводы отдельных фаз со стороны нулевой точки, защита от многофазных КЗ выполняется с помощью максимальной токовой защиты, подключенной к ТТ, установленным со стороны нейтрали.

Так как генератор, схема защиты которого приведена на рис. 9.31, работает с глухозаземленной нейтралью, от КЗ на землю установлена дифференциальная токовая защита нулевой последовательности *KA3*.

9.12. ОСОБЕННОСТИ ЗАЩИТЫ СИНХРОННЫХ КОМПЕНСАТОРОВ

На синхронных компенсаторах устанавливаются все защиты от внутренних повреждений, так же как и на генераторах одинаковой мощности. На синхронном компенсаторе устанавливается токовая защита от перегрузки с действием на сигнал, так же как и на генераторах. Кроме того, для предотвращения длительной перегруз-

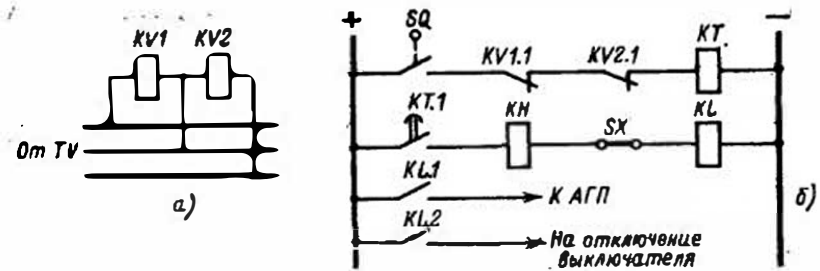


Рис. 9.32. Схема защиты минимального напряжения синхронного компенсатора: а — цепи переменного напряжения; б — цепи оперативного тока

ки, вызванной действием регулятора возбуждения, когда дежурный персонал отсутствует и не может принять меры к разгрузке синхронного компенсатора, устанавливается специальное устройство, снижающее ток возбуждения, вследствие чего уменьшится ток статора.

Для того чтобы предотвратить подачу напряжения на остановленный компенсатор, когда его выключатель остался включенным, устанавливается защита минимального напряжения, выполненная по схеме, показанной на рис. 9.32. Защита отключает синхронный компенсатор при длительном отсутствии напряжения на его выводах. Кроме того, так как при близких КЗ напряжение на шинах будет снижаться, защита минимального напряжения предотвращает перегрузку синхронного компенсатора токами, вызванными внешними трехфазными КЗ.

Защита минимального напряжения состоит из реле напряжения *KV1* и *KV2*, контакты которых соединены последовательно для предотвращения неправильной работы защиты при перегорании предохранителей в цепях напряжения. Плюс на контакты реле напряжения подается через вспомогательный контакт *SQ* выключателя, разомкнутый, когда выключатель компенсатора отключен. Напряжение срабатывания реле минимального напряжения устанавливается равным:

$$U_{c.p} = (0,1 \div 0,2) \frac{U_{ном}}{K_U} \quad (9.21)$$

Глава десятая

ЗАЩИТА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

10.1. ХАРАКТЕРИСТИКИ АСИНХРОННЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ И ПРИВОДИМЫХ МЕХАНИЗМОВ

В промышленности и в установках собственных нужд электростанций наиболее широко распространены простые и надежные в эксплуатации асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым ротором. На мощных тепловых электростанциях применяются крупные асинхронные электродвигатели мощностью от 200 до 8000 кВт с номинальным напряжением 6 кВ. При мощности до 200 кВт исполь-

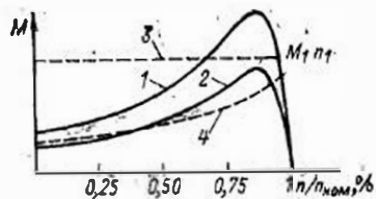


Рис. 10.1. Характеристики моментов вращения асинхронных электродвигателей и моментов приводимых механизмов

зуются электродвигатели напряжением 380 В. На многих действующих электростанциях с генераторами мощностью менее 50 МВт установлены электродвигатели с номинальным напряжением 3 кВ, 500 или 380 В [42, 43].

Вращающий момент, создаваемый на валу асинхронного электродвигателя, зависит от напряжения на его выводах и частоты вращения ротора. Зависимость вращающего момента электродвигателя от частоты вращения ротора при постоянных значениях напряжения и частоты сети показана на рис. 10.1 (кривая 1). Если напряжение на зажимах электродвигателя понизится, что может иметь место, например, при КЗ, вращающий момент на валу уменьшится (кривая 2).

При работе электродвигатель преодолевает момент нагрузки, создаваемый механизмом, который он приводит во вращение. Чем больше загружен механизм, тем больше противодействующий момент на валу электродвигателя. Для некоторых механизмов момент нагрузки не зависит от частоты вращения (шаровые мельницы, транспортеры), т. е. является постоянной величиной. Характеристика противодействующего момента таких механизмов в зависимости от частоты вращения изображается прямой 3. У других механизмов (вентиляторов, дымососов и центробежных насосов) момент возрастает с увеличением частоты вращения (кривая 4).

При нормальной работе вращающий момент электродвигателя уравнивается противодействующим моментом механизма и поэтому ротор электродвигателя вращается с постоянной частотой. Если момент электродвигателя увеличится (например, вследствие повышения напряжения) и станет больше противодействующего момента механизма, то частота вращения ротора электродвигателя будет возрастать, пока при новой частоте вращения вновь не наступит равенство вращающего и противодействующего моментов механизма, и ротор электродвигателя будет тормозиться.

10.2. ПОВРЕЖДЕНИЯ И НЕНОРМАЛЬНЫЕ РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ. ТИПЫ ЗАЩИТ

Повреждения электродвигателей. В обмотках электродвигателей могут возникать замыкания на землю одной фазы статора, замыкания между витками и многофазные КЗ. Замыкания на землю и многофазные КЗ могут также возникать на выводах электродвигателей, в кабелях, муфтах и воронках. Короткие замыкания в электродвигателях сопровождаются прохождением больших токов, разрушающих изоляцию и медь обмоток, сталь ротора и статора. Для защиты электродвигателей от многофазных КЗ служит токовая отсечка или продольная дифференциальная защита, действующая на отключение.

Однофазные замыкания на землю в обмотках статора электродвигателей напряжением 3—10 кВ менее опасны по сравнению с КЗ, так как сопровождаются прохождением токов 5—20 А, определяемых емкостным током сети. Учитывая сравнительно небольшую стоимость электродвигателей мощностью менее 2000 кВт, защита от замыканий на землю устанавливается на них при токе замыкания на землю более 10 А, а на электродвигателях мощностью более 2000 кВт — при токе замыкания на землю более 5 А. Защита действует на отключение.

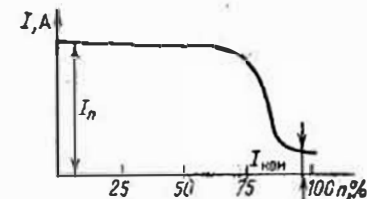
Защита от витковых замыканий в электродвигателях не устанавливается. Ликвидация повреждений этого вида осуществляется другими защитами электродвигателей, поскольку витковые замыкания в большинстве случаев сопровождаются замыканием на землю или переходят в многофазное КЗ.

Электродвигатели напряжением до 500 В защищаются от КЗ всех видов (в том числе и от однофазных) с помощью плавких предохранителей или быстродействующих электромагнитных расцепителей автоматических выключателей.

Ненормальные режимы работы. Основным видом ненормального режима работы для электродвигателей является перегрузка их токами больше номинального. Допустимое время перегрузки электродвигателей, с, определяется по следующему выражению:

$$t = \frac{A}{k^2 - 1}, \quad (10.1)$$

Рис. 10.2. Зависимость тока электродвигателя от частоты вращения ротора



где k — кратность тока электродвигателя по отношению к номинальному; A — коэффициент, зависящий от типа и исполнения электродвигателя: $A = 250$ — для закрытых электродвигателей, имеющих большую массу и размеры, $A = 150$ — для открытых электродвигателей.

Перегрузка электродвигателей может возникнуть вследствие перегрузки механизма (например, завала углем мельницы или дробилки, забивания пылью вентилятора или кусками шлака насоса золотудаления и т. п.) и его неисправности (например, повреждения подшипников и т. п.). Токи, значительно превышающие номинальные, проходят при пуске и самозапуске электродвигателей. Это происходит вследствие уменьшения сопротивления электродвигателя при уменьшении его частоты вращения.

Зависимость тока электродвигателя I от частоты вращения n при постоянном напряжении на его выводах приведена на рис. 10.2. Ток имеет наибольшее значение, когда ротор электродвигателя остановлен; этот ток, называемый пусковым, в несколько раз превышает номинальное значение тока электродвигателя. Защита от перегрузки может действовать на сигнал, разгрузку механизма или отключение электродвигателя.

При КЗ в сети напряжение на выводах электродвигателя понижается, вследствие чего создаваемый им вращающий момент уменьшается и становится меньше противодействующего момента механизма. В результате частота вращения электродвигателя уменьшается тем больше, чем глубже было снижено напряжение и чем дольше это снижение продолжалось.

После отключения КЗ напряжение на выводах электродвигателя восстанавливается и частота его вращения начинает увеличиваться. При этом по обмоткам электродвигателя проходят большие токи, значения которых определяются частотой вращения электродвигателя и напряжением на его выводах. Снижение частоты вращения всего на 10—25 % приводит к уменьшению сопротивления электродвигателя до минимального значения, соответствующего пусковому току. Восстановление нормальной работы электродвигателя после отключения КЗ называется самозапуском, а токи, проходящие при этом, — токами самозапуска.

На всех асинхронных электродвигателях самозапуск может быть осуществлен без опасности их повреждения, и поэтому их защита должна быть острожна от режима самозапуска. От возможности и длительности самозапуска асинхронных электродвигателей основных механизмов собственных пудж зависит бесперебойная работа тепловых электростанций. Если из-за большого снижения напряжения нельзя обеспечить самозапуск всех работающих электродвигателей, часть из них приходится отключать. Для этого используется специальная защита минимального напряжения, отключающая ответственные электродвигатели при снижении напряжения на их выводах до 60—70 % номинального.

В случае обрыва одной из фаз обмотки статора электродвигатель продолжает работать. Частота вращения ротора при этом несколько уменьшается, а обмотки двух неповрежденных фаз перегружаются током в 1,5—2 раза большим номинального. Защита электродвигателя от работы на двух фазах применяется лишь на электродвигателях, защищенных предохранителями, если двухфазный режим работы может повлечь за собой повреждение электродвигателя.

На мощных тепловых электростанциях в качестве привода для дымососов, дутьевых вентиляторов и циркуляционных насосов получили широкое распространение двухскоростные асинхронные электродвигатели напряжением 6 кВ. Эти электродвигатели выполняются с двумя независимыми статорными обмотками, каждая из которых подключается через отдельный выключатель, причем обе статорные обмотки одновременно не могут быть включены, для чего в схемах управления предусмотрена специальная блокировка. Применение таких электродвигателей позволяет экономить электроэнергию путем изменения их частоты вращения в зависимости от нагрузки агрегата. На таких электродвигателях устанавливается по два комплекта релейной защиты.

В эксплуатации применяются также схемы электропривода, предусматривающие вращение механизма (например, шаровой мельницы) двумя спаренными электродвигателями, которые присоединяются к одному выключателю. При этом все защиты являются общими для обоих электродвигателей, за исключением токовой защиты нулевой последовательности, которая предусматривается для каждого электродвигателя и выполняется с помощью токовых реле, подключенных к ТТ нулевой последовательности, установленным на каждом кабеле.

10.3. ЗАЩИТА ОТ МНОГОФАЗНЫХ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ

Для защиты от многофазных КЗ электродвигателей мощностью до 5000 кВт обычно используется максимальная токовая отсечка. Наиболее просто токовую отсечку можно выполнить с реле прямого действия, встроенными в привод выключателя. С реле косвенного действия применяется одна из двух схем соединения ТТ и реле, приведенных на рис. 10.3 и 10.4. Отсечка выполняется с незаемными токовыми реле. Использование токовых реле с зависимой характеристикой (рис. 10.4) позволяет обеспечить с помощью одних и тех же реле защиту от КЗ и перегрузки. Ток срабатывания отсечки выбирается по следующему выражению:

$$I_{с.з} = k_n k_{сх} I_{пуск} \quad (10.2)$$

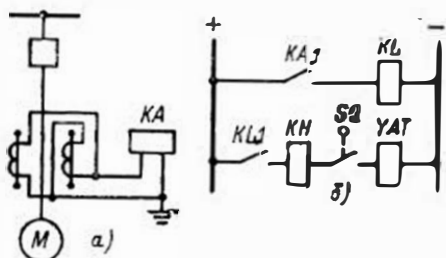
где $k_{сх}$ — коэффициент схемы, равный 1 для схемы на рис. 10.4 и $\sqrt{3}$ для схемы на рис. 10.3; $I_{пуск}$ — пусковой ток электродвигателя.

Если ток срабатывания реле отстроен от пускового тока, отсечка, как правило, надежно отстроена и от тока, который электродвигатель посылает в сеть при внешнем КЗ.

Зная номинальный ток электродвигателя $I_{ном}$ и кратность пускового тока k_n , указываемую в каталогах, можно подсчитать пусковой ток по следующему выражению:

$$I_{пуск} = k_n I_{ном} \quad (10.3)$$

Как видно по осциллограмме, приведенной на рис. 10.5, на которой показан пусковой ток электродвигателя питающего насоса, в первый момент пуска появляется кратковременный пик намагничивающего тока, превышающий пусковой ток электродвигателя. Для отстройки от этого пика ток срабатывания отсечки выбирается с учетом коэффициента надежности: $k_n = 1,8$ для реле типа РТ-40, действующих через промежуточное реле; $k_n = 2$ для реле типов ИТ-82, ИТ-84 (РТ-82, РТ-84), а также для реле прямого действия.



Токовую отсечку электродвигателей мощностью до 2000 кВт следует выполнять, как правило, по наиболее простой и дешевой однорелейной

Рис. 10.3. Схема защиты электродвигателя токовой отсечкой с одним токовым реле мгновенного действия:

а — цепь тока; б — цепь оперативного постоянного тока

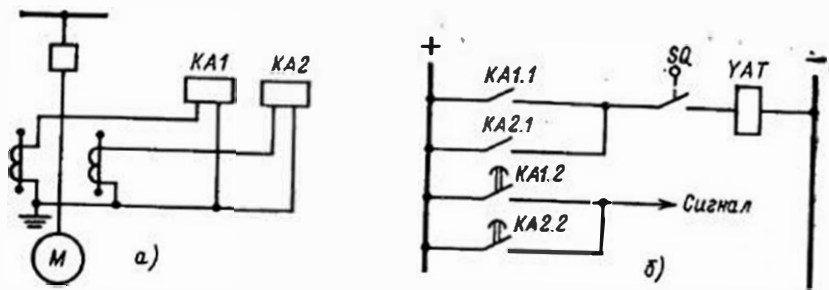


Рис. 10.4. Схема защиты электродвигателя от коротких замыканий и перегрузки с двумя реле типа РТ-84:

а — цепь тока; б — цепь оперативного постоянного тока

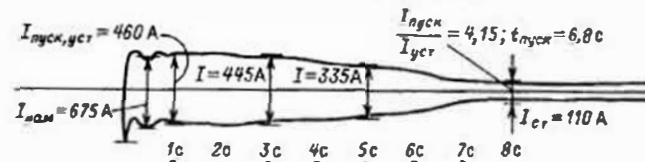


Рис. 10.5. Осциллограмма пускового тока электродвигателя

схеме (см. рис. 10.3). Однако недостатком этой схемы является более низкая чувствительность по сравнению с отсечкой, выполненной по схеме на рис. 10.4, к двухфазным КЗ между одной из фаз, на которых установлен ТТ, и фазой без ТТ. Это имеет место, так как ток срабатывания отсечки, выполненной по однорелейной схеме, согласно (10.2) в $\sqrt{3}$ раз больше, чем в двухрелейной схеме.

Поэтому на электродвигателях мощностью 2000—5000 кВт токовая отсечка для повышения чувствительности выполняется двухрелейной. Двухрелейную схему отсечки следует также применять на электродвигателях мощностью до 2000 кВт, если коэффициент чувствительности однорелейной схемы при двухфазном КЗ на выводах электродвигателя меньше двух.

На электродвигателях мощностью 5000 кВт и более устанавливается продольная дифференциальная защита, обеспечивающая более высокую чувствительность к КЗ на выводах и в обмотках электродвигателей. Эта защита выполняется в двухфазном или в трехфазном исполнении с реле типа РНТ-565 (аналогично защите генераторов). Ток срабатывания рекомендуется принимать $2I_{ном}$.

Поскольку защита в двухфазном исполнении не реагирует на двойные замыкания на землю, одно из которых возникает в обмотке электродвигателя на фазе В, в которой отсутствует ТТ, дополнительно устанавливается специальная защита от двойных замыканий без выдержки времени.

10.4. ЗАЩИТА ОТ ПЕРЕГРУЗКИ

Защита от перегрузки устанавливается только на электродвигателях, подверженных технологическим перегрузкам (мельничных вентиляторов, дымососов, мельниц, дробилок, багерных насо-

сов и т. п.), как правило, с действием на сигнал или разгрузку механизма. Так, например, на электродвигателях шахтных мельниц защита может действовать на отключение электродвигателя механизма, подающего уголь, благодаря чему предотвращается завал мельницы углем.

Защита от перегрузки должна отключать электродвигатель, на котором она установлена, только в том случае, если без остановки электродвигателя нельзя устранить причину, вызвавшую перегрузку. Использование защиты от перегрузки с действием на отключение целесообразно также в установках без обслуживающего персонала.

На электродвигателях, которые не подвержены перегрузкам, например на электродвигателях циркуляционных насосов, дутьевых вентиляторов, резервных возбuditелей и др., защита от перегрузки не устанавливается.

Ток срабатывания защиты от перегрузки принимается равным:

$$I_{с.з} = \frac{k_n}{k_B} I_{ном} \quad (10.4)$$

где $k_n = 1,1 \div 1,2$.

При этом реле защиты от перегрузки смогут сработать от пускового тока, поэтому выдержка времени защиты принимается 10—20 с по условию отстройки от времени пуска электродвигателя. Защита от перегрузки выполняется с помощью индукционного элемента реле типа ИТ-80 (РТ-80) (см. рис. 10.4). Если электродвигатель при перегрузках должен отключаться, в схеме защиты используются реле типа ИТ-82 (РТ-82). На электродвигателях, защита которых от перегрузки не должна действовать на отключение, целесообразно использовать реле с двумя парами контактов типа ИТ-84 (РТ-84), обеспечивающие раздельное действие отсечки и индукционного элемента.

Для ряда электродвигателей (дымососов, дутьевых вентиляторов, мельниц), время разворота которых составляет 30—35 с, схема защиты от перегрузки с реле РТ-84 дополняется реле времени типа ЭВ-144, которое приходит в действие после замыкания контакта ЭВ-144, которое при этом выдержка времени защиты может быть увеличена до 36 с. В последнее время для защиты от перегрузки электродвигателей собственных нужд применяется схема защиты с одним реле тока типа РТ-40 и одним реле времени типа ЭВ-144, а для электродвигателей с временем пуска более 20 с — реле времени типа ВЛ-34 (со шкалой 1—100 с) [42].

10.5. ЗАЩИТА МИНИМАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ

После отключения КЗ происходит самозапуск электродвигателей, подключенных к секции или системе шин, на которых во время КЗ имело место снижение напряжения. Токи самозапуска, в несколько раз превышающие номинальные, проходят по питающим линиям (или трансформаторам) собственных нужд. В результате напряжение на шинах собственных нужд, а следовательно, и на

электродвигателях понижается настолько, что вращающий момент на валу электродвигателя может оказаться недостаточным для его разворота. Самозапуск электродвигателей может не произойти, если напряжение на шинах окажется ниже 55—65 % $U_{ном}$.

Для того чтобы обеспечить самозапуск наиболее ответственных электродвигателей, устанавливается защита минимального напряжения, отключающая неотчетственные электродвигатели, отсутствия которых в течение некоторого времени не отразится на производственном процессе. При этом уменьшается суммарный ток самозапуска и повышается напряжение на шинах собственных нужд, благодаря чему обеспечивается самозапуск ответственных электродвигателей.

В некоторых случаях при длительном отсутствии напряжения защита минимального напряжения отключает и ответственные электродвигатели. Это необходимо, в частности, для пуска схемы АВР электродвигателей, а также по технологическим причинам. Так, например, в случае остановки всех дымососов необходимо отключить мельничные и дутьевые вентиляторы и питатели пыли; в случае остановки дутьевых вентиляторов — мельничные вентиляторы и питатели пыли. Отключение ответственных электродвигателей защитой минимального напряжения производится также в тех случаях, когда их самозапуск недопустим по условиям техники безопасности или из-за опасности повреждения приводимых механизмов.

Наиболее просто защиту минимального напряжения можно выполнить с одним реле напряжения, включенным на междуфазное напряжение. Однако такое выполнение защиты ненадежно, так как при обрывах в цепях напряжения возможно ложное отключение электродвигателей. Поэтому однорелейная схема защиты применяется только при использовании реле прямого действия.

Для предотвращения ложного срабатывания защиты при нарушении цепей напряжения применяются специальные схемы включения реле напряжения. Одна из таких схем для четырех электродвигателей, разработанная в Тяжпромэлектропроекте [43], показана на рис. 10.6. Реле минимального напряжения прямого действия $KVT1-KVT4$ включены на междуфазные напряжения ab и bc . Для повышения надежности защиты эти реле питаются отдельно от приборов и счетчиков, которые подключены к цепям напряжения через трехфазный автоматический выключатель $SF3$ с мгновенным электромагнитным расцепителем (использованы две фазы автоматического выключателя).

Фаза B цепей напряжения заземлена не глухо, а через пробивной предохранитель FV , что исключает возможность однофазных КЗ в цепях напряжения и также повышает надежность защиты. В фазе A защиты установлен однофазный автоматический выключатель $SF1$ с электромагнитным мгновенным расцепителем, а в фазе C — автоматический выключатель с замедленным тепловым расцепителем. Между фазами A и C включен конденсатор C емкостью порядка 30 мкФ, назначение которого указано ниже.

При повреждениях в цепях напряжения рассматриваемая защита будет вести себя следующим образом. Замыкание одной из фаз на

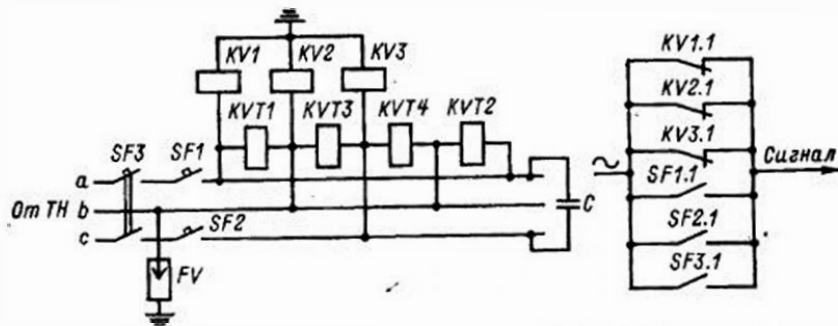


Рис. 10.6. Схема защиты минимального напряжения с реле прямого действия типа РНВ

землю, как уже отмечалось выше, не приводит к отключению автоматических выключателей, так как цепи напряжения не имеют глухого заземления.

При двухфазном КЗ фаз *B* и *C* отключится только автоматический выключатель *SF2* фазы *C*. Реле напряжения *KVT1* и *KVT2* остаются при этом подключенными к нормальному напряжению и поэтому не запускаются. Реле *KVT3* и *KVT4*, запустившиеся при КЗ в цепях напряжения, после отключения автоматического выключателя *SF2* вновь подтянутся, так как на них будет подано напряжение от фазы *A* через конденсатор *C*. При КЗ фаз *AB* или *AC* отключится автоматический выключатель *SF1*, установленный в фазе *A*. После отключения КЗ реле *KVT1* и *KVT2* вновь подтянутся под действием напряжения от фазы *C*, поступающего через конденсатор *C*. Реле *KVT3* и *KVT4* не запустятся. Аналогично будут вести себя реле и при обрыве фаз *A* и *C*.

Таким образом рассматриваемая схема защиты не работает ложно при наиболее вероятных повреждениях цепей напряжения. Ложная работа защиты возможна только при маловероятных повреждениях цепей напряжения — трехфазном КЗ или при отключении автоматических выключателей *SF1* и *SF2*.

Сигнализация неисправности цепей напряжения осуществляется контактами реле *KV1.1*, *KV2.1*, *KV3.1* и контактами автоматических выключателей *SF1.1*, *SF2.1*, *SF3.1*.

В установках с постоянным оперативным током защита минимального напряжения выполняется для каждой секции сборных шин собственных нужд по схеме, приведенной на рис. 10.7. В цепи реле времени *KT1*, действующего на отключение неответственных электродвигателей, включены последовательно контакты трех минимальных реле напряжения *KV1*. Благодаря такому включению реле предотвращается ложное срабатывание защиты при перегорании любого предохранителя в цепях трансформатора напряжения. Напряжение срабатывания реле *KV1* принимается порядка 70% $U_{ном}$.

Выдержка времени защиты на отключение неответственных электродвигателей отстраивается от отсечек электродвигателей и устанавливается равной 0,5—1,5 с. Выдержка времени на отключение

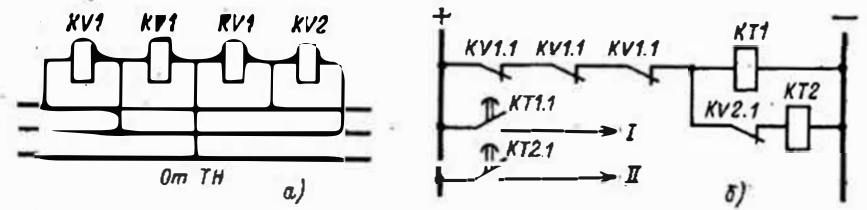


Рис. 10.7. Схема защиты минимального напряжения на постоянном оперативном токе:

a — цепи переменного напряжения; *б* — оперативные цепи: *I* — на отключение неответственных двигателей; *II* — на отключение ответственных двигателей

ответственных электродвигателей принимается 10—15 с, для того чтобы защита не действовала на их отключение при снижении напряжения, вызванных КЗ и самозапуском электродвигателей.

Как показывает опыт эксплуатации, в ряде случаев самозапуск электродвигателей продолжается 20—25 с при снижении напряжения на шинах собственных нужд до 60—70% $U_{ном}$. При этом, если не принять дополнительных мер, защита минимального напряжения (реле *KV1*), имеющая уставку срабатывания (0,6÷0,7) $U_{ном}$, могла бы доработать и отключить ответственные электродвигатели. Для предотвращения этого в цепи обмотки реле времени *KT2*, действующего на отключение ответственных электродвигателей, включается контакт *KV2.1* четвертого реле напряжения *KV2*. Это минимальное реле напряжения имеет уставку срабатывания порядка (0,4÷0,5) $U_{ном}$ и надежно возвращается во время самозапуска. Реле *KV2* будет длительно держать замкнутым свой контакт только при полном снятии напряжения с шин собственных нужд. В тех случаях, когда длительность самозапуска меньше выдержки времени реле *KT2*, реле *KV2* не устанавливается.

В последнее время на электростанциях применяется другая схема защиты, показанная на рис. 10.8. В этой схеме используются три пусковых реле: реле напряжения обратной последовательности *KV1* типа РНФ-1М и реле минимального напряжения *KV2* и *KV3* типа РН-54/160.

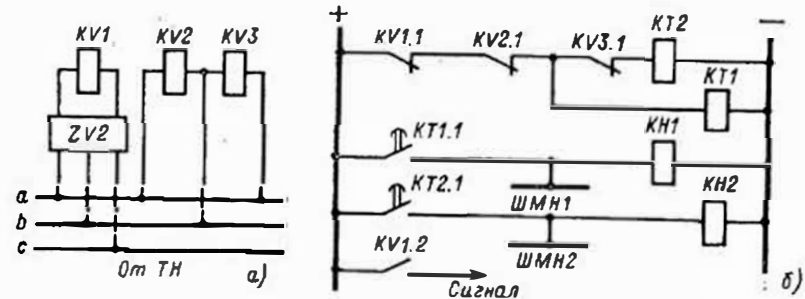


Рис. 10.8. Схема защиты минимального напряжения с реле напряжения обратной последовательности:

a — цепи напряжения; *б* — оперативные цепи

В нормальном режиме, когда междуфазные напряжения симметричны, размыкающий контакт $KV1.1$ в цепи обмоток реле времени защиты $KT1$ и $KT2$ замкнут, а замыкающий $KV1.2$ в цепи сигнализации разомкнут. Размыкающие контакты реле $KV2.1$ и $KV3.1$ при этом разомкнуты.

При снижении напряжения на всех фазах контакт $KV1.1$ остается замкнутым и поочередно действуют: первая ступень защиты минимального напряжения, которая осуществляется с помощью реле $KV2$ (уставка срабатывания $0,7U_{ном}$) и $KT1$; вторая — с помощью реле $KV3$ (уставка срабатывания $0,5U_{ном}$) и $KT2$. В случае нарушения одной или двух фаз цепей напряжения срабатывает реле $KV1$, замыкающим контактом которого $KV1.2$ подается сигнал о неисправности цепей напряжения.

При срабатывании каждой ступени защиты подается плюс на шинки $ШМН1$ и $ШМН2$ соответственно, откуда он поступает на цепи отключения электродвигателей. Действие защиты сигнализруется указательными реле $КН1$ и $КН2$, имеющими обмотки параллельного включения.

10.6. РАСЧЕТ ТОКА И ОСТАТОЧНОГО НАПРЯЖЕНИЯ ПРИ САМОЗАПУСКЕ

Расчет тока, проходящего при самозапуске, выполняется для выбора уставки максимальной токовой защиты трансформатора, питающего электродвигатели по схеме рис. 10.9, а. Остаточное напряжение на выводах электродвигателей рассчитывается для оценки возможности самозапуска.

Расчет производится в следующем порядке:

1. Определяется суммарное эквивалентное сопротивление остановленных электродвигателей

$$X_{дв, экв} = \frac{U_{ном, дв}}{\sqrt{3} I_{пуск, ном}} \quad (10.5)$$

С целью упрощения расчета суммарное эквивалентное сопротивление подсчитывается для наиболее тяжелого случая, когда все электродвигатели остановлены. Это дает несколько завышенное значение тока самозапуска, поскольку в действительности сопротивление электродвигателей будет больше, так как они будут вращаться с пониженной частотой.

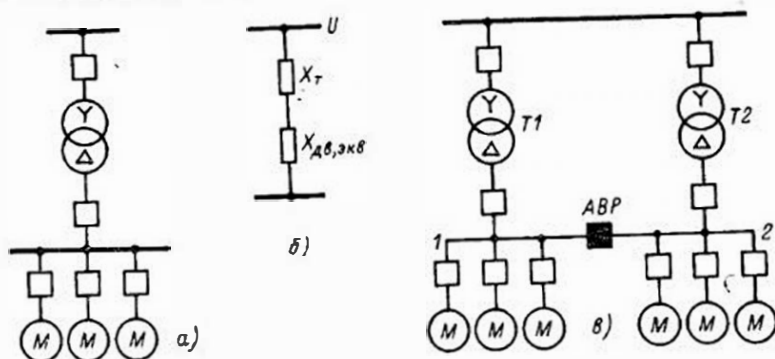


Рис. 10.9. К расчету тока и остаточного напряжения при самозапуске

Суммарный пусковой ток неотключаемых электродвигателей при номинальном напряжении на их выводах $I_{пуск, сум}$ определяется согласно следующему выражению:

$$I_{пуск, сум} = I_{пуск 1} + I_{пуск 2} + \dots + I_{пуск n} \quad (10.6)$$

где $I_{пуск 1}, I_{пуск 2}, \dots, I_{пуск n}$ — пусковые токи электродвигателей, значения которых определяются по каталогу или опытным путем.

Если в каталоге приводится кратность пускового тока $k_{пуск}$, то значение пускового тока электродвигателя определится по формуле

$$I_{пуск, дв} = k_{пуск} I_{ном} \quad (10.7)$$

2. Определяется сопротивление трансформатора

$$X_T = u_k \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} \quad (10.8)$$

где u_k — напряжение КЗ трансформатора; $U_{ном}$ и $S_{ном}$ — номинальные значения напряжения и мощности трансформатора.

3. Определяется суммарное расчетное сопротивление (см. схему замещения на рис. 10.9, б):

$$X_{сум, расч} = X_T + X_{дв, экв} \quad (10.9)$$

4. Определяется суммарный ток самозапуска $I_{сам}$:

$$I_{сам} = \frac{U_{п}}{\sqrt{3} X_{сум, расч}} \quad (10.10)$$

где $U_{п}$ — напряжение на шинах источника питания.

Ток срабатывания максимальной токовой защиты трансформатора подсчитывается по следующему выражению:

$$I_{с, з} = \frac{k_{н}}{k_{д}} I_{сам} \quad (10.11)$$

где $k_{н} = 1,1 \div 1,2$.

Остаточное напряжение на шинах, от которых питаются электродвигатели, определится следующим образом:

$$U_{ост, дв} = U_{п} \frac{X_{дв, экв}}{X_{сум, расч}} \quad (10.12)$$

Для установок собственных нужд электростанций самозапуск можно считать обеспеченным, если остаточное напряжение превышает 55 % $U_{ном}$ для электростанций с агрегатами среднего давления и 65 % $U_{ном}$ для электростанций с агрегатами высокого давления.

Определение суммарного тока самозапуска при наличии осветительной нагрузки. Если на секции, подключенной действием АВР к источнику питания, имеется осветительная или другая нагрузка, сопротивление которой не изменится при снижении напряжения на шинах, значение ее должно быть учтено при расчете самозапуска.

При этом вместо определения сопротивления $X_{дв, экв}$ по (10.5) находят суммарное эквивалентное сопротивление электродвигателей и нагрузки по выражению

$$X_{сум, экв} = \frac{U_{ном, дв}}{\sqrt{3} I_{сум}} \quad (10.13)$$

где $I_{сум}$ — суммарный ток электродвигателей и другой нагрузки, проходящий при номинальном напряжении на их выводах (все неотключаемые электродвигатели при этом остановлены). Этот ток приближенно определяется как

$$I_{сум} = I_{пуск, сум} + I_{нагр, сум} \quad (10.14)$$

где $I_{пуск, сум}$ определяется по (10.6); $I_{нагр, сум}$ — суммарный номинальный ток осветительной и другой нагрузки, сопротивление которой остается постоянным.

Суммарное расчетное сопротивление, суммарный ток самозапуска, остаточное напряжение на выводах электродвигателей определяются по выражениям (10.9), (10.10), (10.12)

Определение суммарного тока самозапуска при АВР секционного выключателя. В случае срабатывания АВР секционного или шинносоединительного выключателя, когда нагрузка секции 1, потерявшей питание, подключается к трансформатору Т2, уже несущему нагрузку (см. рис. 10.9, в), суммарный ток, проходящий при самозапуске по трансформатору Т2, подсчитывается приближенно по следующему выражению:

$$I_{T2} = I_{\text{сум}1} + (1 - 1,2) I_{\text{нагр}2} \quad (10.15)$$

где $I_{\text{сум}1}$ — суммарный ток секции 1, определенный согласно (10.14); $I_{\text{нагр}2}$ — номинальный суммарный ток электродвигателей и другой нагрузки секции 2 до включения секционного выключателя.

10.7. ЗАЩИТА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ 3—10 кВ ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ

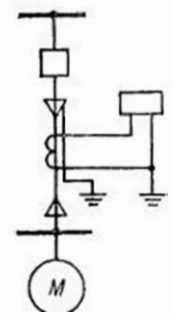
Защита от замыканий на землю электродвигателей 3—10 кВ, работающих в сети с незаземленной нейтралью, выполняется с помощью одного токового реле РТЗ-50, которое подключается к трансформатору тока нулевой последовательности типов ТЗ, ТЗЛ, ТЗР и др. (рис. 10.10). Защита действует так же, как аналогичная защита генераторов. В случае когда питание электродвигателя осуществляется по двум параллельным кабелям, вторичные обмотки ТТ, надетые на каждый из них, соединяются последовательно и подключаются к одному токовому реле.

Ток срабатывания защиты выбирается на основании тех же соображений, что и для аналогичной защиты генератора (см. гл. 9):

$$I_{\text{с}z} \geq k_n k_6 I_{\text{с}} \quad (10.16)$$

где $I_{\text{с}}$ — собственный емкостный ток электродвигателя; k_n — коэффициент надежности, принимаемый равным 1,2—1,3; k_6 — коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока электродвигателя при внешних перемежающихся замыканиях на землю. Для защиты, действующей без выдержки времени, значение этого коэффициента принимается равным 3—4.

Ток срабатывания защиты, определенный по (10.16), не должен превышать 10 А для электродвигателей мощностью до 2000 кВт и 5 А для электродвигателей 2000 кВт и более. Если ток срабатывания превысит эти значения, в расчет необходимо ввести меньшее значение $k_6 = 1,5 \div 2$. Защита при этом должна выполняться с выдержкой времени 1—2 с. Поскольку мощность ТТ нулевой последовательности типов ТЗ, ТЗР и других невелика, для обеспечения максимальной чувствительности защиты от замыканий на землю необходимо к каждому типу ТТ подбирать токовое реле на определенный ток срабатывания, имеющее соответствующее сопротивление обмотки.



На электродвигателях большой мощности, для питания которых прокладывается больше двух

Рис. 10.10. Схема защиты электродвигателя от замыканий на землю

кабелей, защита от замыканий на землю выполняется с одним общим ТТ нулевой последовательности типа ТНП с подмагничиванием аналогично защите генераторов.

Для защиты от двойных замыканий на землю на электродвигателях, оснащенных продольной дифференциальной защитой в двухфазном исполнении, к вторичной обмотке ТНП подключается второе токовое реле, имеющее уставку срабатывания 100—200 А (первичный ток), как и в защите генераторов.

10.8. ЗАЩИТА АСИНХРОННЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 500 В

К защите электродвигателей напряжением до 500 В предъявляются в основном такие же требования, как и к защите электродвигателей более высокого напряжения. Защита электродвигателей от КЗ осуществляется с помощью плавких предохранителей, а также максимальных токовых реле прямого или косвенного действия. На электродвигателях напряжением до 500 В широко применяются аппараты, в которых совмещены устройства защиты и управления электродвигателем — магнитные пускатели и автоматические воздушные выключатели.

Магнитным пускателем называется автоматический контактор, предназначенный для пуска, остановки, защиты от перегрузки и для автоматического отключения электродвигателя при исчезновении напряжения. Магнитный пускатель (рис. 10.11) состоит из электромагнита УА, подключаемого к напряжению сети, главных контактов УА1, подающих напряжение на электродвигатель и снабженных дугогасительными камерами, тепловых реле КЛ1 и КЛ2 с размыкающими контактами, осуществляющих защиту электродвигателя от перегрузки, кнопок управления SB1 и SB2 и вспомогательного контакта К2.

Включение магнитного пускателя осуществляется нажатием кнопки SB1. При этом якорь электромагнита УА подтягивается и, замыкая главные контакты SQ, подключает электродвигатель к сети. Одновременно вспомогательным контактом SQ шунтируется кнопка SB1 и якорь электромагнита остается подтянутым на все время работы электродвигателя. Для отключения электродвигателя достаточно нажать кнопку SB2, которая разрывает цепь обмотки электромагнита, в результате чего якорь отпадает и, размыкая главные контакты, отключает электродвигатель. При понижении напряжения сети до 35—40 % номинального электромагнит отпадает. Таким образом осуществляется защита минимального напряжения.

Защита электродвигателя от перегрузки осуществляется тепловыми реле, принцип действия которых рассмотрен в гл. 2. Тепловые реле настраиваются таким образом, чтобы они не срабатывали от токов, проходящих при пуске и самозапуске электродвигателя.

Схема включения цепей магнитного пускателя, приведенная на рис. 10.11, применяется для защиты неответственных электродвигателей, подверженных технологической перегрузке. В случае, если

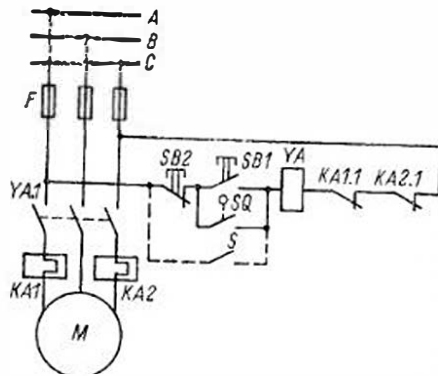


Рис. 10.11. Схема защиты электродвигателя напряжением до 500 В с магнитным пускателем

электродвигатель не подвержен перегрузкам, из схемы исключаются контакты тепловых реле, как показано на рис. 10.11 пунктирной линией. На ответственных электродвигателях, которые не должны отключаться при снижениях напряжения, вместо кнопок управления *SB1* и *SB2* устанавливается однополюсный рубильник, которым

производится включение и отключение электродвигателя. После восстановления напряжения магнитный пускатель вновь включается, так как рубильник *S* остается замкнутым.

Для защиты электродвигателя от КЗ в схеме используются плавкие предохранители, выбор которых рассмотрен в гл. 2.

На электродвигателях мощностью 40—50 кВт применяются автоматические воздушные выключатели. Для электродвигателей 380 В используются автоматические выключатели типов АВМ, АЗ100 и АП50—3МТ, АЗ700.

Защита от междуфазных КЗ осуществляется электромагнитными расцепителями мгновенного срабатывания — отсечкой автоматического выключателя, которая резервируется расцепителем с зависимой характеристикой. В отдельных случаях, когда встроенные в автоматический выключатель расцепители не обеспечивают надежной защиты электродвигателя, применяется выносная защита в виде токовой отсечки с реле тока, подключенным к ТТ двух фаз, действующая без выдержки времени на независимый расцепитель.

При выполнении защиты электродвигателей от КЗ следует учитывать, что сети напряжением до 500 В работают с заземленной нейтралью и, следовательно, в этих сетях возможны все виды КЗ, в том числе и однофазные. Поэтому предохранители устанавливаются во всех фазах, а расцепители и токовые реле, с помощью которых осуществляется защита от КЗ, также должны реагировать на токи, проходящие во всех фазах и нулевом проводе.

Поскольку токи однофазного КЗ на землю в сети 380 В обычно меньше токов трехфазного КЗ, не всегда удается обеспечить необходимую чувствительность электромагнитных расцепителей автоматических выключателей к однофазным КЗ. При этом для защиты от однофазных КЗ используется чувствительное токовое реле типа РТ-40/0,2, присоединенное к ТТ нулевой последовательности, надеваемому на силовую кабель, питающий электродвигатель. Так, выносную защиту от однофазных КЗ на землю рекомендуется устанавливать на электродвигателях, питающихся от трансформаторов собственных нужд со схемой соединения обмоток Δ/Y_0 , у которых устав-ка отсечки автоматического выключателя 4000 А и более. Такая же

защита рекомендуется для электродвигателей с уставкой отсечки автоматического выключателя 2000 В и более, питающихся от трансформаторов собственных нужд со схемой соединения обмоток Y/Y_0 , у которых токи однофазных КЗ на землю значительно меньше, чем у вышеуказанных трансформаторов.

Вследствие значительного заглубления отсечки автоматического выключателя по условию отстройки от пускового тока электродвигателя часто не удается обеспечить необходимую чувствительность защиты от перегрузки с помощью расцепителей, имеющих зависимую характеристику. При этом защита от перегрузки выполняется с помощью выносных реле тока и времени.

В некоторых случаях на электродвигателях устанавливается специальная защита от работы на двух фазах, действующая на отключение электродвигателя. Применение такой защиты допускается на электродвигателях, защищенных от КЗ плавкими предохранителями и не имеющих защиты от перегрузки.

10.9. ОСОБЕННОСТИ ЗАЩИТЫ СИНХРОННЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

На промышленных предприятиях широко применяются синхронные электродвигатели большой мощности, которые так же, как и асинхронные, должны иметь защиту от КЗ, замыканий на землю, защиту минимального напряжения и защиту от перегрузки. Уставки этих защит выбираются так же, как и на аналогичных защитах асинхронных электродвигателей.

Защиты синхронных электродвигателей должны действовать не только на отключение выключателя, но и на АГП, если он имеется. На синхронных электродвигателях мощностью 2000 кВт и более АГП осуществляется путем введения сопротивления в цепь обмотки возбуждения. При мощности электродвигателя менее 2000 кВт допускается осуществление АГП введением сопротивления в цепь обмотки возбуждения возбудителя. На синхронных электродвигателях, оборудованных тиристорной системой возбуждения, АГП обеспечивается самой системой возбуждения.

В случае выхода синхронного электродвигателя из синхронизма, что может произойти вследствие снижения напряжения в питающей сети, при уменьшении тока возбуждения или при возрастании нагрузки на приводимом механизме, в электродвигателе проходят большие токи, а вал электродвигателя и связанный с ним механизм подвергаются воздействию больших моментов переменного знака. Поскольку это может при-

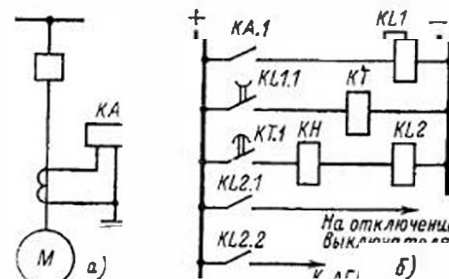


Рис. 10.12. Схема защиты синхронного электродвигателя от выпадения из синхронизма

вести к повреждению электродвигателя, он оборудуется специальной защитой, отключающей электродвигатель при выходе его из синхронизма. Такая защита может быть выполнена с помощью токового реле, действующего на отключение выключателя и АГП с выдержкой времени (рис. 10.12). Так как ток, проходящий в электродвигателе, пульсирует, токовое реле будет то срабатывать, то возвращаться. Для этого чтобы реле времени при этом не возвращалось, а надежно работало, в схему введено промежуточное реле, имеющее замедление на размыкание контакта. Ток срабатывания защиты от асинхронного хода принимается равным $(1,4 \div 1,5) I_{ном}$.

Для защиты синхронных электродвигателей от асинхронного хода применяются другие схемы защиты, в частности токовая защита с реле типа ИТ-80 (РТ-80), имеющим зависимую от тока характеристику выдержки времени, а также более сложные устройства с токовым реле, реагирующим на появление переменной составляющей в токе ротора электродвигателя, и с реле направления мощности, фиксирующим изменение знака мощности в статоре электродвигателя при асинхронном ходе.

На крупных синхронных электродвигателях применяется специальная защита от обрыва цепи возбуждения.

Глава одиннадцатая

ОСОБЕННОСТИ ЗАЩИТЫ ЛИНИЙ И ТРАНСФОРМАТОРОВ, ПОДКЛЮЧЕННЫХ К ЛИНИЯМ БЕЗ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ НА СТОРОНЕ ВЫСШЕГО НАПРЯЖЕНИЯ

11.1. ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ, НЕ ИМЕЮЩИХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ НА СТОРОНЕ ВЫСШЕГО НАПРЯЖЕНИЯ

В эксплуатации применяются упрощенные подстанции без выключателей на стороне высшего напряжения трансформаторов и автотрансформаторов (рис. 11.1). Подобные схемы, применяющиеся в электроустановках напряжением до 500 кВ, позволяют уменьшить стоимость подстанции и ее эксплуатации. Вместе с тем из-за отсутствия выключателей на стороне высшего напряжения трансформаторов необходимо предусматривать дополнительные мероприятия, обеспечивающие отключение линии с питающего конца в случае повреждения трансформатора.

Для отключения поврежденного трансформатора, не имеющего выключателя на стороне высшего напряжения, применяются следующие способы: использование защит питающих линий для фиксации и отключения повреждений в трансформаторе; передача отключающего импульса от защит трансформатора на отключение линейных

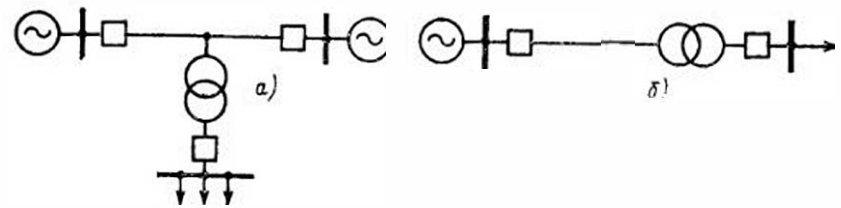


Рис. 11.1. Схемы линий электропередачи с подключенными подстанциями без выключателей на стороне высшего напряжения:
а — линия с ответвлением; б — блок линия—трансформатор

выключателей; установка специальных аппаратов — короткозамыкателей, которые при срабатывании защит трансформатора включаются и устраняют короткое замыкание на выводах высшего напряжения трансформатора. При возникновении этого КЗ сработают защиты, установленные на питающих концах защищаемой линии, и подействуют на отключение выключателей.

Использование защит линии. Первый из перечисленных способов — использование защит линии — наиболее прост и экономичен. Если защиты линии могут быть выполнены достаточно чувствительными, чтобы обеспечить отключение повреждений в обмотках трансформатора и на его выводах низшего напряжения, на самом трансформаторе защиты со стороны высшего напряжения можно не устанавливать. Например, в схеме, приведенной на рис. 11.1, б, для защиты трансформатора можно использовать двухступенчатую максимальную токовую защиту, установленную на питающем конце линии. Отсечка, ток срабатывания которой отстраивается от тока, проходящего по линии при трехфазном КЗ на стороне низшего напряжения трансформатора (гл. 7), обеспечивает защиту при повреждениях на выводах высшего напряжения и в части обмотки трансформатора. Короткие замыкания в трансформаторе и на стороне низшего напряжения будут отключаться второй ступенью максимальной токовой защиты. Ток срабатывания этой защиты должен быть отстроен от максимального тока нагрузки и согласован по чувствительности с защитой, установленной на стороне низшего напряжения трансформатора.

Газовая защита трансформатора в рассматриваемом случае включается с действием на сигнал. Так как при этом не предусматривается установка защит со стороны высшего напряжения трансформатора, можно не устанавливать ТТ, что представляет дополнительную экономию.

На трансформаторах, не имеющих выключателей на стороне высшего напряжения, допускается не устанавливать защит от внутренних повреждений, действующих на отключение, если быстродействующая защита линий работает при КЗ на выводах высшего напряжения трансформатора с коэффициентом чувствительности 1,5—2.

Резервная защита линии должна действовать при КЗ на выводах низшего напряжения трансформатора с коэффициентом чувствительности не меньше 1,5. Для предотвращения повреждения обмоток

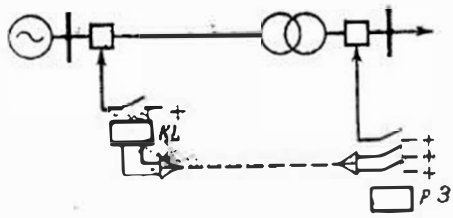


Рис. 11.2. Защита подстанции без выключателя на стороне высшего напряжения трансформатора с помощью передачи отключающего импульса по соединительным проводам

трансформатора токами при внешнем КЗ выдержка времени, с, резервной защиты линии должна быть не больше величины, определяемой следующим выражением:

$$t = 900/k^2,$$

где k — кратность установившегося тока КЗ на стороне низшего напряжения трансформатора его номинальному току.

Рассматриваемый способ выполнения защиты, основным достоинством которого является простота, может применяться главным образом на линиях сравнительно небольшой длины при малых токах нагрузки. Недостатком этого способа защиты является замедление отключения линии максимальной токовой защитой при повреждении трансформатора с малым током КЗ.

При наличии на питающем конце линии устройства АПВ допускается его действие в случае отключения линии любой защитой, в связи с чем возможна повторная подача напряжения на поврежденный трансформатор.

Передача отключающего импульса. Второй способ защиты — передача отключающего импульса — применяется, если защиты, установленные на питающем конце линии, не обеспечивают необходимой чувствительности при КЗ в трансформаторе. В этом случае на трансформаторе устанавливаются защиты согласно «Правилам устройств электроустановок» (газовая, дифференциальная или токовая отсечка и максимальная токовая защита). При наличии встроенных ТТ на стороне высшего напряжения трансформатора к ним подключаются токовые цепи защит. При отсутствии встроенных ТТ для подключения токовых цепей защит можно использовать накладные ТТ. При отсутствии ТТ на стороне высшего напряжения допускается максимальную токовую защиту подключать к ТТ, установленным на стороне низшего напряжения трансформатора, а вместо дифференциальной защиты использовать защиту от замыканий на корпус.

При повреждении трансформатора его защиты срабатывают и передают импульс на отключение выключателя, установленного на питающем конце линии (рис. 11.2). Для передачи отключающего импульса между подстанциями прокладываются специальные соединительные провода, в качестве которых можно использовать жилы контрольного или телефонного кабеля.

Повреждение соединительных проводов (обрыв жил и короткие замыкания между ними или на землю) может послужить причиной ложного срабатывания или отказа в отключении выключателя при повреждении трансформатора. Для предотвращения этого необходимо обеспечить высокую надежность соединительных проводов и контроль их исправности.

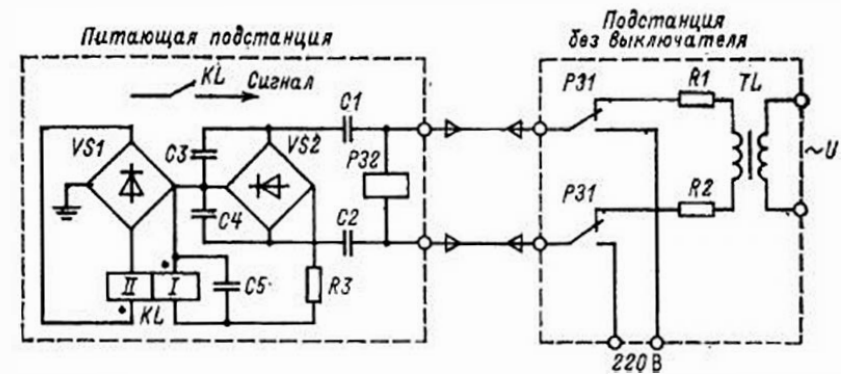


Рис. 11.3. Схема передачи отключающего импульса и контроля исправности соединительных проводов

На рис. 11.3 показана схема передачи отключающего импульса и автоматического контроля исправности соединительных проводов [55]. Отключающий сигнал передается от контактов выходного промежуточного реле защиты трансформатора, установленного на подстанции, подключенной к линии без выключателя. Реле $K1$, срабатывающее при действии защит трансформатора, переключает свои контакты, размыкая цепи контроля и замыкая цепь обмотки отключающего промежуточного реле $P32$, установленного на питающей подстанции. Контроль жил соединительного кабеля осуществляется с помощью двухобмоточного поляризованного реле, установленного на питающей подстанции. В нормальном режиме, когда реле $P31$ обесточено и его контакты в цепи контроля соединительных проводов замкнуты, по обмотке I реле KL с последовательно включенным резистором $R3$ проходит выпрямленный ток от выпрямителя $VS2$. Якорь реле KL при этом подтянут, а его сигнальные контакты разомкнуты.

В случае обрыва одной из жил соединительного кабеля прохождение тока по обмотке I реле KL прекращается и его контакты замыкаются, подавая сигнал о неисправности соединительных проводов. Аналогично будет действовать реле KL и в случае снижения изоляции между соединительными проводами, так как при этом уменьшается ток, проходящий по обмотке I .

При нарушении изоляции одного из соединительных проводов относительно земли контакты реле KL также будут замыкать цепь сигнализации, так как якорь его отпадает под действием тока, проходящего от выпрямителя $VS1$ через обмотку II , включенную встречно с обмоткой I .

Питание устройства контроля осуществляется от цепи переменного тока через промежуточный трансформатор TL . Схема применена в эксплуатации на соединительном кабеле длиной 1 км. На кабеле большей длины данная схема применяться не может, так как чувствительность ее резко снижается при увеличении емкости соединительного кабеля.

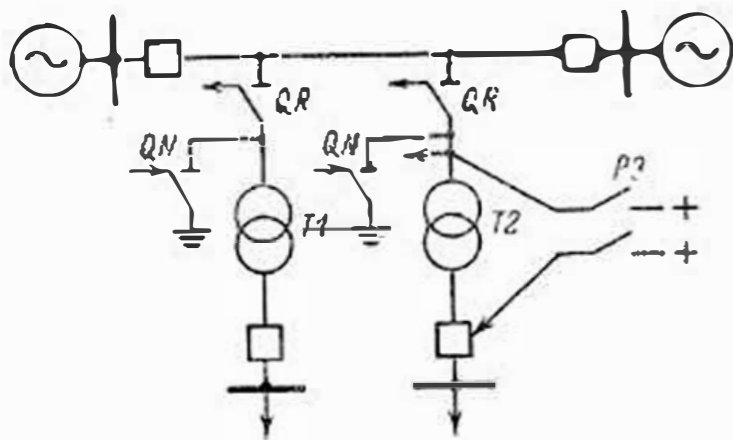


Рис. 11.4. Защита подстанций без выключателей на стороне высшего напряжения с помощью короткозамкателя

На длинных линиях электропередачи напряжением до 500 кВ передача отключающего импульса осуществляется с помощью специального устройства телеотключения. При срабатывании защит транс-

форматора они запускают высокочастотный передатчик, установленный на подстанции, где находится защищаемый трансформатор. Реле, включенное в цепи приемника, установленного на подстанции, где находится выключатель, срабатывает, когда принимает отключающий импульс, и отключает выключатель.

Достоинством рассматриваемого способа отключения поврежденного трансформатора является быстрота отключения. К недостаткам же следует отнести возможность отказа в отключении при нарушении соединительных проводов или высокочастотного канала. Поэтому в наиболее ответственных случаях необходимо предусматривать вторую, резервную цепочку соединительных проводов или второй канал высокочастотной связи для передачи отключающего импульса.

Установка короткозамкателя. В тех случаях, когда защиты, установленные на питающих концах линии, не обеспечивают необходимой чувствительности при повреждениях за трансформатором, а передача отключающего импульса нецелесообразна по причине ненадежности, сложности или дороговизны, отключение повреждения обеспечивается с помощью специального аппарата — короткозамкателя (рис. 11.4).

При срабатывании защиты поврежденного трансформатора подается импульс на включение короткозамкателя *QN*, управление которым осуществляется с помощью специального привода. Короткозамкатель включается и создает на выводах высшего напряжения трансформатора искусственное КЗ. Вследствие этого защиты, установленные по концам питающей линии, срабатывают и отключают выключатели. В сетях напряжением 110 кВ и выше, работающих с заземленной нулевой точкой, обычно применяются однополюсные короткозамкатели, замыкающие одну из фаз на землю. В сетях, работающих с незаземленной нейтралью, применяются двухфазные или трехфазные короткозамкатели, с помощью которых устраивается междуфазное короткое замыкание. Короткозамкатели выпускаются для наружной установки в однополюсном исполнении для напряжения 35—220 кВ. Время включения короткозамкателей 0,4—0,5 с.

В схеме электрических соединений, приведенной на рис. 11.4, от одной линии питаются два трансформатора, не имеющих выключателей

на стороне высшего напряжения. Если не осуществить дополнительных мероприятий, то после включения короткозамкателя, установленного на поврежденном трансформаторе, и отключения линии будет разомкнут транзит и потеряет питание второй трансформатор. Для предотвращения этого в рассматриваемой схеме на каждом трансформаторе установлены специальные аппараты — отделители *QR*. Отделители представляют собой трехполюсные разъединители для наружной установки с автоматическим управлением. Каждый полюс отделителя имеет собственную отключающую пружину. Нормально отделитель включен, его отключающие пружины заведены и удерживаются в таком положении специальным приводом.

После отключения линии выключателями, установленными на ее питающих концах, отделитель поврежденного трансформатора отключается, отсоединяя его от линии. Вслед за этим линия может быть включена вновь устройством АПВ, благодаря чему будет восстановлен транзит и подано питание неповрежденному трансформатору. Время отключения отделителей составляет 0,5—1 с.

Взаимодействие короткозамкателя и отделителя, обеспечивающее селективное отключение поврежденного трансформатора, осуществляется с помощью специальных схем автоматики, рассмотренных ниже.

В заключение отметим некоторые требования, которым должны удовлетворять устройства релейной защиты и автоматики, установленные на ответвлениях и питающих подстанциях, чтобы обеспечить правильную ликвидацию поврежденных трансформаторов, подключенных к линиям без выключателей на стороне высшего напряжения.

1. Защита трансформатора, действующая на включение короткозамкателя, должна быть чувствительнее, чем защита, установленная на питающих подстанциях.

2. Суммарное время действия защиты и отключения выключателя питающей подстанции должно превышать время срабатывания защиты трансформатора и механизма привода короткозамкателя. Выполнение этого требования необходимо, чтобы обеспечить включение короткозамкателя и последующее отключение отделителя в бестоковую паузу при повреждении на стороне высшего напряжения трансформатора в зоне действия быстродействующей защиты линии.

Поскольку время действия привода и включения короткозамкателя сравнительно велико и, как правило, превышает время отключения выключателя питающей подстанции при срабатывании быстродействующей защиты линии, предусматриваются специальные мероприятия, обеспечивающие надежное включение короткозамкателя в этом случае. С этой целью в качестве выходного реле защиты трансформатора, действующего на включение короткозамкателя, используется промежуточное реле типа РП-341 специальной конструкции с механической защелкой. В этом реле механически фиксируется положение срабатывания до тех пор, пока оно не будет деблокировано вручную. Деблокирование реле осуществляется

оперативным персоналом одновременно с отключением короткозамыкателя.

3. Время отключения отделителя должно быть меньше времени действия АПВ на питающих подстанциях.

Достоинством рассмотренного способа отключения поврежденного трансформатора с помощью короткозамыкателя и отделителя является его универсальность, так как он может применяться на линиях любой длины и не требует специальных каналов связи. Основной недостаток применения короткозамыкателей состоит в замедлении отключения поврежденного трансформатора на время, необходимое для включения короткозамыкателя (0,4—0,5 с).

В некоторых случаях применение короткозамыкателей может оказаться недопустимым по причине значительного понижения напряжения и нарушения работы потребителей при искусственном коротком замыкании на выводах высшего напряжения трансформатора. Нецелесообразно также подключать трансформаторы с короткозамыкателями вблизи мощных узловых подстанций (на расстоянии меньше 10—15 км, если учитывать особо тяжелые условия работы выключателей при близких коротких замыканиях).

11.2. АВТОМАТИКА ОТКЛЮЧЕНИЯ ОТДЕЛИТЕЛЯ

Поскольку большинство подстанций, подключенных без выключателей на стороне высшего напряжения, не имеет постоянного оперативного тока, ниже рассмотрены схемы автоматики отключения отделителей только на переменном оперативном токе. Аналогичные схемы можно выполнять и на постоянном оперативном токе.

Наиболее просто отключение отделителя осуществляется с помощью специального блокирующего реле отделителя (БРО), встроенного в привод отделителя. Схема включения реле БРО на подстанции в сети с заземленной нейтралью показана на рис. 11.5, а конструкция реле БРО — на рис. 11.6.

При включении отделителя отключающая пружина 1 (рис. 11.6) сжимается и удерживается в сжатом положении системой ломающихся рычагов 2—3—4. Пустотелый сердечник 5, внутри которого помещена пружина 6, находится в нижнем положении. В нижней части сердечника имеется палец 11—12, проходящий через отверстие в рычаге 13. Пружина 6 и масса сердечника стремятся повернуть рычаг 13 против часовой стрелки. Этому препятствует возвратная пружина 15, натяжение которой регулируется винтом 16. Нормально сердечник находится в равновесии под действием пружин 6 и 15.

После включения короткозамыкателя реле БРО, обмотка 17 которого расположена на каркасе 18 и подключена к трансформатору тока ТА, установленному в цепи короткозамыкателя (рис. 11.5), срабатывает сердечник реле. Контрполюс устанавливается в гильзе 8, которая находится в оправе 9, прикрепленной к полке привода 10. После того как линия отключится с питающих сторон, прохождение тока в цепи короткозамыкателя прекратится, сердечник реле освободится и под действием пружины и собственной массы опустится

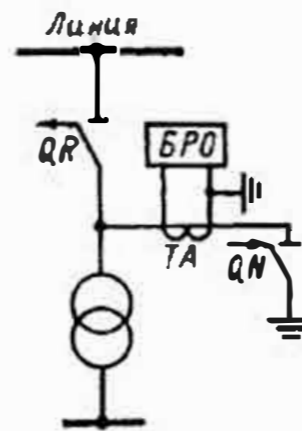


Рис. 11.5. Схема включения реле БРО

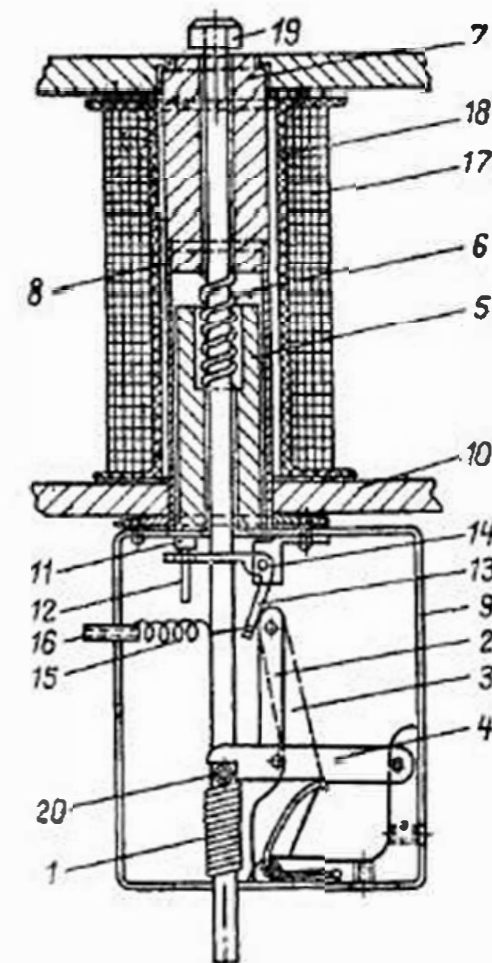


Рис. 11.6. Конструкция реле БРО

вниз. Палец 11—12 при этом ударит по рычагу 13, вращающемуся на оси 14. Рычаг 13 освободит систему ломающихся рычагов 2—3—4, которые в свою очередь освободят отключающую пружину 1. Пружина вытолкнет вверх боек 19, который произведет отключение.

Таким образом, с помощью реле БРО обеспечивается отключение отделителя только в бестоковую паузу, после того как прекратится прохождение тока короткого замыкания. Подобная блокировка необходима, так как отделитель не может отключать ток КЗ (а также и ток нагрузки), как и обычный разъединитель. Наряду с достоинством, обусловленным простотой схемы автоматики с реле БРО, она имеет существенные недостатки, которые затрудняют, а в ряде случаев делают недопустимым применение этого реле. Выше мы разобрали последовательность действия защиты и автоматики на ответвлении и питающей подстанции при коротком замыкании в трансформаторе, когда защита линии на питающей подстанции приходила в действие и отключала выключатель уже после включения короткозамыкателя. Рассмотрим теперь, как будет отключаться повреждение, возникшее на стороне высшего напряжения трансформатора в зоне действия быстродействующей защиты линии. В этом случае одновременно подействуют быстродействующая защита линии и защита трансформатора. Очевидно, что выключатель линии отключится и прохождение тока прекратится раньше, чем включится короткозамыкатель. Блокирующее реле не успеет сработать и завести пружину 6. Вследствие этого в бестоковую паузу после отключения выключателя на питающей подстанции отделитель не будет отключен. Включение линии от АПВ будет неуспешным, и выключатели отключатся вновь.

Этот недостаток схемы автоматики с реле БРО можно устранить применением на рассматриваемой линии двукратного АПВ. Дейст-

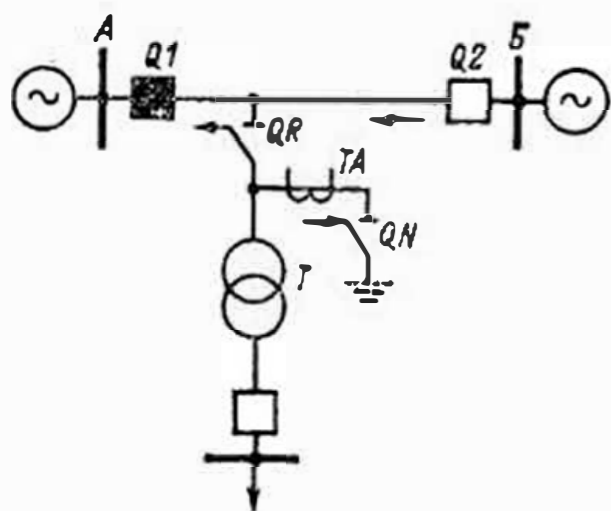


Рис. 11.7. Каскадное отключение линий

вительно, после первого срабатывания устройства АПВ линии под действием тока, проходящего через короткозамыкатель, который к этому времени уже включен, сработает блокирующее реле и заведет пружину б БРО, подготовив его для отключения. Затем снова подействует защита линии и отключит ее. Теперь уже во время второй бестоковой паузы отделитель будет отключен, и после второго срабатывания АПВ линия останется в работе. Таким образом, автоматика отключения отделителя с реле БРО может применяться на линиях, оборудованных двукратным АПВ, обеспечивая отключение отделителя в первую или вторую бестоковую паузу в зависимости от места повреждения трансформатора и наличия на линии быстродействующей защиты.

Вторым недостатком реле БРО является возможность его отказа при каскадном отключении линии, если ток в реле становится меньше тока срабатывания, равного 500—800 А. Допустим, что в схеме, показанной на рис. 11.7, при КЗ в трансформаторе произошло включение короткозамыкателя и сработало реле БРО. Поскольку трансформатор расположен ближе к подстанции А, на этой подстанции подействовала после включения короткозамыкателя отсечка и отключила выключатель Q1. Со стороны же подстанции Б, более удаленной от защищаемого трансформатора, действует вторая или третья ступень защиты с выдержкой времени. В этом случае после отключения выключателя со стороны более мощного источника ток КЗ резко уменьшится.

Если ток окажется меньше тока удерживания БРО, сердечник реле начнет опускаться под действием собственной массы и пружины б. Движение сердечника, однако, будет тормозиться остаточным током, проходящим в цепи короткозамыкателя. При этом возможно два случая: отказ отделителя, если энергии опускающегося сердечника окажется недостаточно, или отключение отделителя под током, если сердечник, несмотря на наличие тормозящего тока, с достаточной силой ударит по рычагу 13. Для предотвращения подобных неправильных случаев работы необходимо проверить расчетом достаточность тока, проходящего через короткозамыкатель при

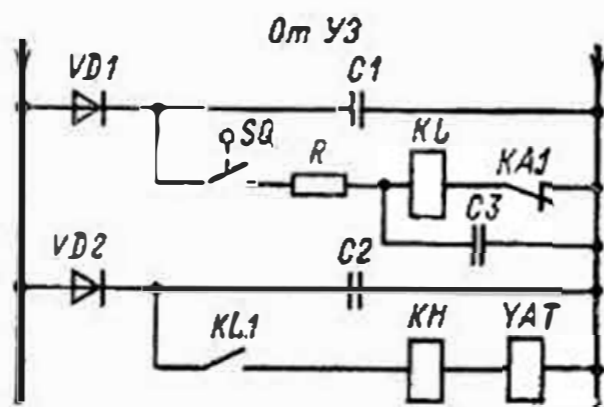


Рис. 11.8. Схема автоматики отключения отделителя с предварительно заряженными конденсаторами

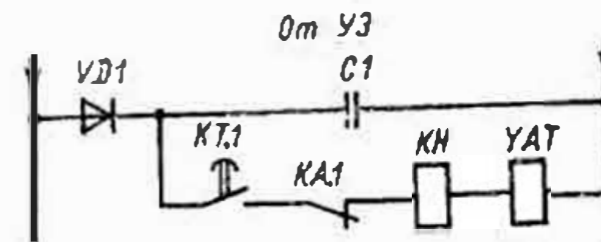
Рис. 11.9. Схема автоматики отделителя с механическим реле времени

каскадном отключении линии. Надежная работа БРО будет обеспечена, если проходящий через него ток примерно в 2 раза превышает ток срабатывания реле.

Для отключения отделителя на линиях с однократным АПВ может применяться схема, приведенная на рис. 11.8, в которой используется электромагнит отключения независимого питания YAT, встроенный в привод отделителя. В качестве источника оперативного тока используются предварительно заряженные конденсаторы. Необходимость применения в рассматриваемой схеме конденсаторов, являющихся независимым источником оперативного тока, обусловлена тем, что во время отключения отделителя подстанция будет полностью обесточена.

Для того чтобы отделитель не отключился под током до отключения выключателей на питающих подстанциях, в схему введено токовое реле КА, подключенное к ТТ, установленному в цепи короткозамыкателя. После отключения линии токовое реле замкнет свой контакт КА.1 и конденсатор C1, разрядившись на обмотку реле KL, заставит его сработать. Затем за счет разряда конденсатора C2 сработает электромагнит отключения и произойдет отключение отделителя. В цепи обмотки реле KL включен вспомогательный контакт короткозамыкателя SQ, для того чтобы срабатывание реле KL и последующее отключение отделителя происходили лишь после включения короткозамыкателя. Однако, как показал опыт эксплуатации, вспомогательный контакт короткозамыкателя, как правило, замыкается несколько раньше его силовых контактов (на 0,1—0,2 с). В течение этого промежутка времени, до того как замкнутся силовые контакты короткозамыкателя, контакты реле КА остаются замкнутыми и возможно ложное отключение отделителя под током. Для предотвращения этого в схему автоматики введено небольшое замедление на срабатывание реле KL, которое должно перекрыть разновременность замыкания силовых и вспомогательных контактов короткозамыкателя. Это обеспечивается замедленным на срабатывание реле типа РП-251, конденсатором C3, подключенным параллельно его обмотке, а также добавочным резистором R.

Хорошо зарекомендовала себя в эксплуатации схема автоматики отключения отделителя, показанная на рис. 11.9. В этой схеме, так же как и в схеме на рис. 11.8, отключение отделителя обеспечивается за счет разряда конденсатора, а контроль отключения линии осуществляется токовым реле КА. Выдержка времени, перекрывающая разновременность замыкания силовых и вспомогательных контактов короткозамыкателя, осуществляется с помощью механического реле времени КТ. Для этого в приводе отделителя устанавливается часовой механизм реле типа ЭВ, который управляется рычагом, связанным с тягой вспомогательных контактов короткозамыкателя.



При включении короткозамыкателя запускается часовой механизм и спустя 0,5—1 с замыкаются контакты *КТ.1* в цепи электромагнита отключения отделителя.

11.3. ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ДВУХТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЯХ

На тех подстанциях, где предусмотрена параллельная работа на стороне низшего напряжения двух трансформаторов, подключенных к разным линиям электропередачи, кроме защит трансформаторов, предусмотренных ПУЭ, устанавливаются дополнительные защиты, предназначенные для разделения секций шин низшего напряжения при КЗ на одной из линий (рис. 11.10). Это необходимо, чтобы прекратить прохождение тока со стороны трансформатора.

Для этого используются токовые поперечные дифференциальные защиты, включенные на разность токов, проходящих в двух трансформаторах. На рис. 11.10 показана поперечная дифференциальная защита от междуфазных КЗ в двухфазном исполнении с токовыми реле *КА14*, *КА15*, подключенными к трансформаторам тока *ТА1*, *ТА2*, установленным на стороне низшего напряжения трансформаторов. Защита, выполненная по схеме дешунтирования токовых цепей, срабатывает при КЗ на любой из параллельных линий и отключает секционный выключатель, чем прекращается подпитка места КЗ от параллельной линии.

Если нейтрали трансформаторов *T1* и *T2* заземлены, выполняется также поперечная токовая дифференциальная защита нулевой последовательности с реле *КА18*, *КТ19*, *КЛ20*, *КН21*, включенная на разность токов *ТА3* и *ТА4*, установленных в нейтралях трансформаторов.

Поперечные токовые дифференциальные защиты имеют небольшие выдержки времени—порядка 1 с, предотвращающие их ложное срабатывание при бросках тока намагничивания трансформаторов, а также обеспечивающие селективность действия этих защит с основными защитами трансформаторов. Для предотвращения неправильного срабатывания поперечных дифференциальных защит, когда один из трансформаторов выведен из работы, в их цепях предусмотрены вспомогательные контакты выключателей стороны низшего напряжения *Q5* и *Q6* и отделителей *QR1*, *QR2*.

На подстанции предусмотрена также максимальная токовая защита секционного выключателя в двухфазном исполнении с реле *КА8*, *КА9*, *КТ10*, *КН13*, предназначенная для разделения секций шин низшего напряжения при КЗ на одной из них. Для максимальной токовой защиты секционного выключателя и токовой поперечной дифференциальной защиты в схеме предусмотрены общие выходные реле *КЛ11*, *КЛ12* и катушки отключения *УАТ17*, *УАТ27*.

Защиты, рассмотренные в настоящем параграфе, на трехобмоточном трансформаторе устанавливаются как на стороне низшего, так и на стороне среднего напряжения.

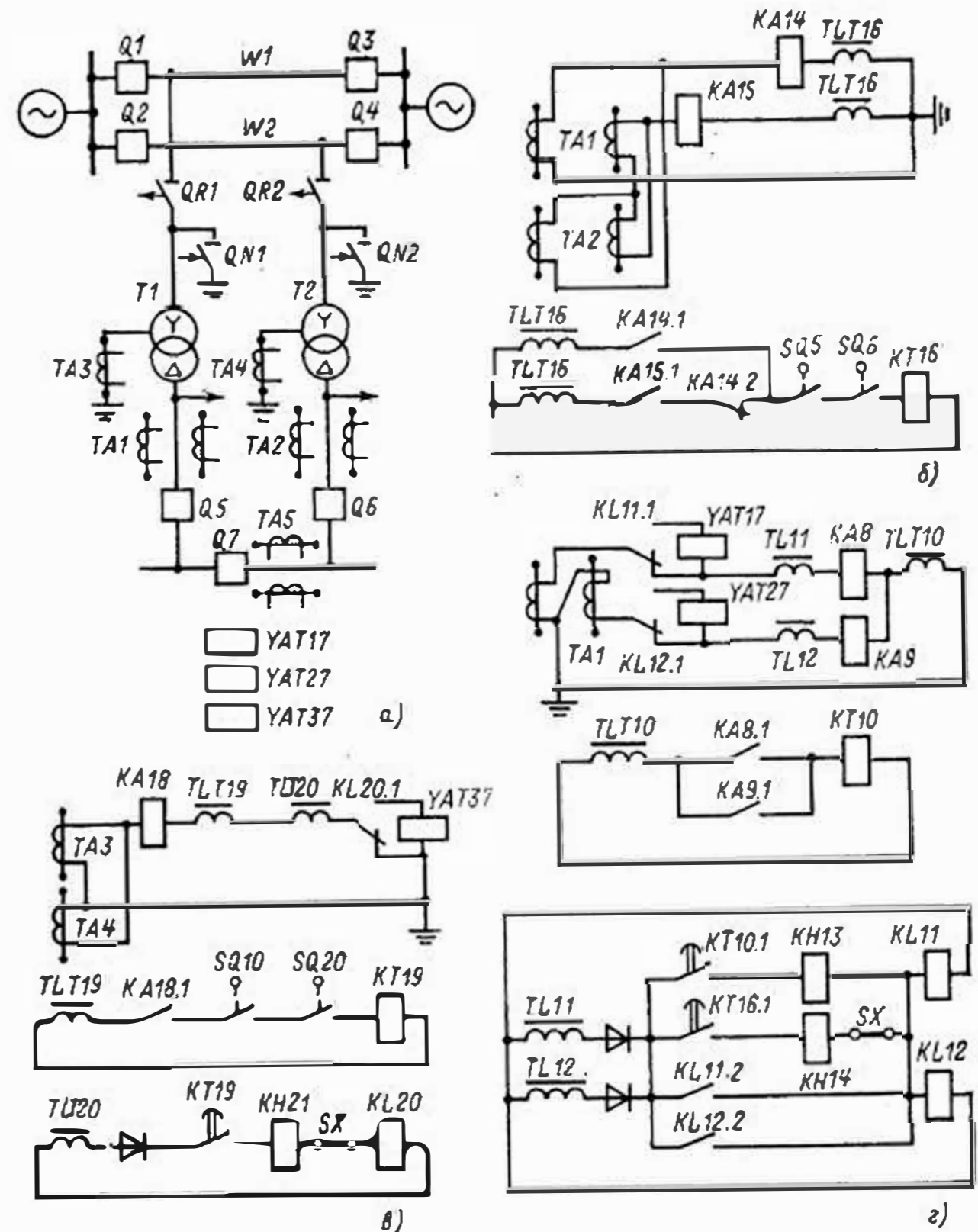


Рис. 11.10. Схема защит для двухтрансформаторной подстанции при замкнутой работе на стороне низшего напряжения:
а — первичные цепи; б — поперечная дифференциальная защита нулевой последовательности; в — максимальная токовая защита на секционном выключателе

11.4. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНО-ФАЗНАЯ ВЫСОКОЧАСТОТНАЯ ЗАЩИТА НА ЛИНИЯХ С ОТВЕТВЛЕНИЯМИ

По принципу действия дифференциально-фазная защита, рассмотренная в гл. 7, может действовать неправильно при КЗ за трансформатором ответвления в точке *К1* (рис. 11.11). Токи КЗ по концам защищаемой линии при этом совпадают по фазе и защита

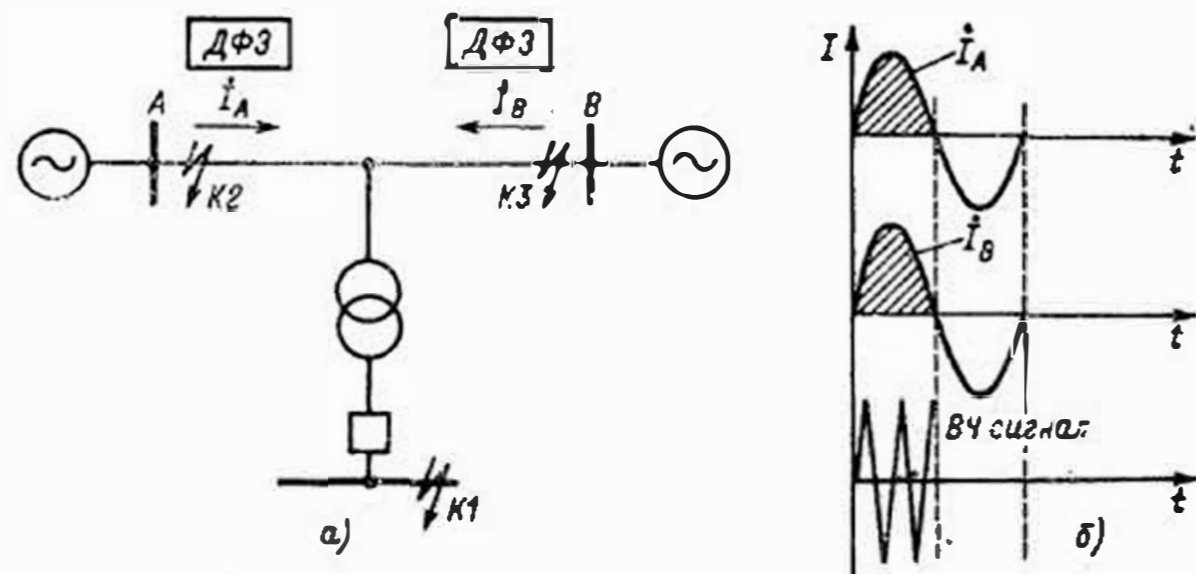


Рис. 11.11. Дифференциально-фазная защита ДФЗ-201 с двумя комплектами на линии с ответвлением

работает так же, как и при повреждении на защищаемой линии. Неправильное действие защиты в рассматриваемом случае можно предотвратить следующими способами: отстройкой пусковых органов защиты от КЗ за трансформатором ответвления; установкой дополнительного комплекта дифференциально-фазной защиты на ответвлении.

Первый из способов (более простой) можно использовать в том случае, если пусковые реле защиты, заглубленные по условию отстройки от КЗ за трансформатором, обеспечат достаточную чувствительность ($k_s \geq 2$) при повреждении в конце защищаемой линии (в точках K_2 и K_3).

Следует отметить, что отстройка пусковых реле дифференциально-фазной защиты от КЗ за трансформатором должна выполняться в режиме, когда линия отключена на противоположном конце, а чувствительность проверяться в режиме, когда выключатели по обоим концам линии и на ответвлении включены. В отдельных случаях, когда сформулированные выше условия можно выполнять, но необходимые уставки не удастся отрегулировать на реле типовых панелей, в схеме защиты устанавливаются дополнительные блокирующие реле (обычно токовые), контакты которых включаются последовательно с контактами пусковых органов, управляющих цепями отключения. Ток срабатывания блокирующих реле отстраивается от токов, проходящих при КЗ за трансформатором ответвления.

В случае, если заглублением пусковых реле защиты или установкой дополнительных блокирующих реле не удастся отстроиться от КЗ за трансформатором ответвления, применяется второй способ — установка дополнительного комплекта дифференциально-фазной защиты на ответвлении. Этот способ более сложный и дорогой, так как требует организации высокочастотного канала и установки высокочастотной и релейной аппаратуры на ответвительной подстанции. При этом используется дополнительный неполный комплект, который должен блокировать действие комплектов защиты, уста-

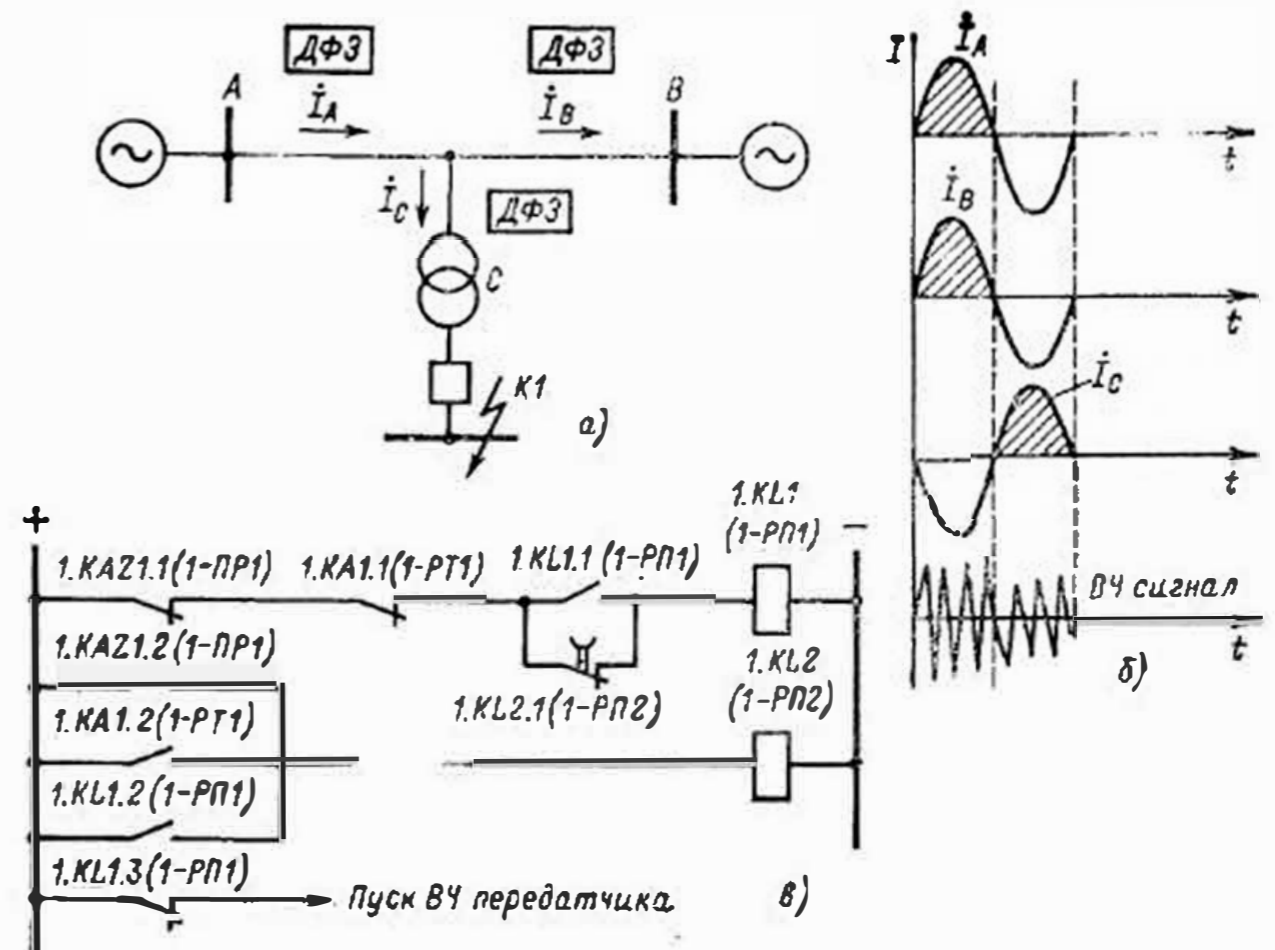


Рис. 11.12. Дифференциально-фазная высокочастотная защита ДФЗ-201 с тремя полуккомплектами на линии с ответвлением

новленных по концам линии (рис. 11.12), при повреждениях за трансформатором ответвления.

В комплект защиты, устанавливаемый на ответвительной подстанции, входят: высокочастотный передатчик; реле, осуществляющее пуск передатчика; блок манипуляции, управляющий работой передатчика (см. гл. 7).

При КЗ за трансформатором ток в комплекте защиты ответвления $i_{отв}$ сдвинут по фазе на 180° относительно токов i_A и i_B по концам защищаемой линии (рис. 11.12, а). Передатчики по концам линии работают в положительные полупериоды токов i_A и i_B , а передатчик на ответвлении — в отрицательный. В результате приемники по концам линии принимают непрерывный высокочастотный сигнал, соответствующий внешнему КЗ, и защита не работает (рис. 11.12, б).

В комплекте защиты, установленном на ответвительной подстанции (рис. 11.12, в), отсутствуют цепи отключения, поскольку при отсутствии питания со стороны ответвления нет необходимости в его отключении при повреждении на линии. В случае наличия источника питания со стороны ответвления на последнем устанавливается полный комплект дифференциально-фазной защиты. При этом три взаимодействующих комплекта защиты обеспечивают ее правильную работу при всех видах повреждения в пределах защищаемой линии и при внешних КЗ.

ЗАЩИТА ШИН

12.1. НАЗНАЧЕНИЕ ЗАЩИТЫ ШИН

Специальные защиты шин предназначены для отключения без выдержки времени поврежденных, возникающих на сборных шинах. На шинах могут возникать также же повреждения, как и на линиях: однофазные и многофазные КЗ в сетях с заземленной нейтралью, многофазные в сетях с изолированной нейтралью. В Советском Союзе имеется большой опыт эксплуатации защит шин, которые устанавливаются практически на всех станциях и подстанциях напряжением 110 кВ и выше, работающих в режиме многостороннего питания. Защиты шин используются также и в сетях менее высокого напряжения.

Повреждения на шинах могут быть отключены без специальной защиты шин резервными защитами линий, установленными на соседних подстанциях. Так, например, при КЗ на шинах подстанции А (рис. 12.1, а) действуют резервные защиты на подстанции В и отключают выключатель Q2, отделяя поврежденный участок от остальной сети. Отключение при этом, конечно, происходит с выдержкой времени резервной защиты, а не мгновенно, как при наличии специальной защиты шин. Замедление в отключении приводит к увеличению размеров повреждения и в месте КЗ, а в кольцевых сетях может вызвать нарушение устойчивости параллельной работы. Поэтому подстанции 110-500 кВ в кольцевых сетях с многосторонним питанием, как правило, оснащаются специальными защитами шин. На типовых же подстанциях защита шин обычно не устанавливается и повреждения, возникающие на них, отключаются резервными защитами линий на питающих подстанциях.

Специальные защиты шин позволяют также селективно отключить поврежденный участок и предотвратить нарушение энергоснабжения дополнительных подстанций. Так, например, в схеме, приведенной на рис. 12.1, б, в случае КЗ на шинах подстанции В при срабатывании резервных защит и отключении выключателя Q4 одновременно с поврежденной подстанцией будет отключен и трансформатор Т, подключенный ответвлением к линии. При наличии на подстанции В специальной защиты шин рассматриваемое повреждение будет отключаться выключателем Q3 и питание трансформатора Т сохранится от подстанции Г.

Аналогично в схеме на рис. 12.1, в при повреждении на одной из систем шин подстанции Д она будет селективно отключаться защитой шин, а вторая система шин сохранится в работе. При отсутствии защиты шин КЗ будет ликвидироваться отключением выключателей Q9 и Q10, что приведет к потере обеих систем шин подстанции Д. Таким образом специальные защиты шин целесообразно применять для ускорения отключения повреждений и повышения селективности.

12.2 ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЗАЩИТА ШИН

Принцип действия. Дифференциальная защита шин выполняется на тех же принципах, что и рассмотренные выше дифференциальные защиты трансформаторов и генераторов. Токовые реле

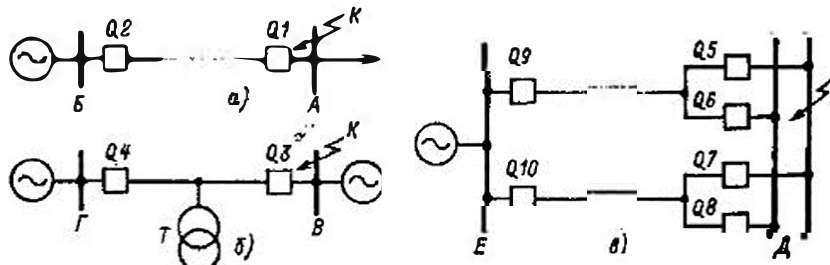


Рис. 12.1. Схемы электрических соединений для назначения защиты шин

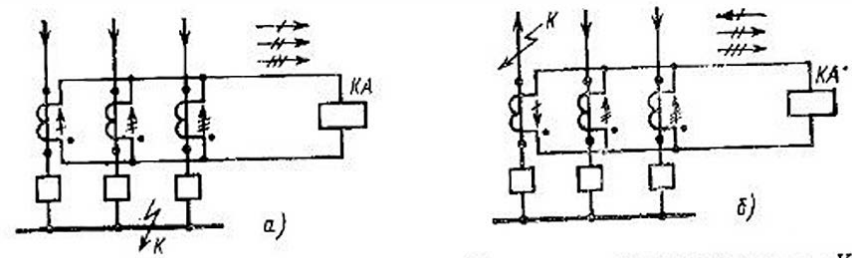


Рис. 12.2. Распределение токов в цепях дифференциальной защиты шин при КЗ а — в зоне действия; б — вне зоны

(рис. 12.2) подключаются к соединенным параллельно вторичным обмоткам ТТ, установленных на каждом присоединении. Коэффициенты трансформации всех ТТ равны. При КЗ на шинах в зоне действия защиты шин по всем линиям ток подтекает к месту повреждения, в реле проходит сумма токов, под действием которой оно срабатывает (рис. 12.2, а).

$$i_p = \frac{i_1}{K_T} + \frac{i_2}{K_T} + \frac{i_3}{K_T} = \frac{i_{\text{сум}}}{K_T} \quad (12.1)$$

При внешнем КЗ на одной из линий (рис. 12.2, б) сумма токов, подтекающих к шинам по двум линиям, равна току, оттекающему от шин по поврежденной линии. Сумма токов равна нулю, и реле не действует:

$$-i_1 + i_2 + i_3 = 0,$$

так как

$$i_2 + i_3 = i_1.$$

На самом деле при внешнем КЗ в реле проходит ток небаланса, обусловленный разной погрешностью трансформаторов тока, включенных в схему защиты: $i_p = i_{1\text{ном}} - i_{2\text{ном}} - i_{3\text{ном}} = i_{\text{нб}}$.

В отличие от продольной дифференциальной защиты генератора ток небаланса в дифференциальной защите шин определяется не только и не столько различием характеристик ТТ, по главным образом различием нагрузки на ТТ поврежденного и неповрежденных присоединений, обусловленных разными значениями проходящих по ним токов. На рис. 12.3 приведена характеристика намагничивания $E_2 = f(I_{\text{ном}})$, которая принята одинаковой для всех ТТ.

На ТТ неповрежденных присоединений, через каждый из которых проходит только часть тока КЗ, E_2 сравнительно невелика; велики и обусловленные ими токи намагничивания $i_{2\text{ном}}$ и $i_{3\text{ном}}$. На поврежденном же присоединении, ТТ которого обрываются полным током КЗ, E_2 велико. Большое значение имеет и ток намагничивания $i_{1\text{ном}}$. В результате ток небаланса может достичь очень большого значения.

Очевидно, что разница между значениями E_2 для ТТ, установленных на поврежденном и неповрежденных присоединениях, будет

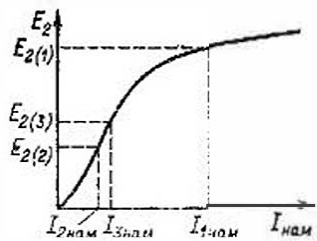


Рис. 12.3. Характеристика намагничивающа трансформатора тока

увеличиваться с увеличением числа присоединений. Особенно большой ток небаланса может возникнуть, если ТТ поврежденного элемента при внешнем КЗ будет работать в насыщенной части характеристики намагничивания, как показано на рис. 12.3. Для умень-

шения тока небаланса в реле дифференциальной защиты шин, что требуется для повышения ее чувствительности, необходимо:

применять ТТ с высокими характеристиками намагничивания; наилучшие характеристики имеют ТТ класса Д, которые обычно и используются в схемах дифференциальных защит шин;

уменьшать вторичные токи за счет увеличения коэффициента трансформации ТТ;

уменьшать нагрузку на ТТ путем увеличения сечения и сокращения длины соединительных проводов токовых цепей.

Опыт эксплуатации показывает, что наиболее эффективным средством для повышения надежности дифференциальных защит шин является использование ТТ с вторичным номинальным током 1 А.

Разработана схема более совершенной дифференциальной защиты шин с торможением. Эта защита обеспечивает лучшую отстройку от токов небаланса при внешних КЗ и может применяться, когда простая дифференциальная токовая защита шин не проходит из-за больших погрешностей ТТ при внешних КЗ.

Схема дифференциальной защиты шин для подстанций с одной рабочей и одной резервной системами шин. Наиболее проста схема дифференциальной защиты для подстанций, работающих нормально на одной системе шин (рис. 12.4). Вторая система шин находится в резерве, без напряжения. В схему дифференциальной защиты шин 110—500 кВ входят три токовых реле КАТ типа РНТ, каждое из которых включено на сумму токов ТТ одноименных фаз всех присоединений подстанции. Для подстанции 35 кВ применяется аналогичная схема, но с двумя токовыми реле и двумя ТТ на каждое присоединение.

Использование в схеме защиты шин реле с быстро насыщающимися трансформаторами, так же как и в схемах дифференциальных защит генераторов и трансформаторов, позволяет лучше отстроиться от токов небаланса и предотвратить излишнее срабатывание защиты при внешних КЗ. Реле КАТ, срабатывая при КЗ в зоне защиты, подают плюс на обмотки промежуточных реле КЛ1 и КЛ2, первое из которых отключает все присоединения, а второе — шинно-соединительный выключатель.

Трансформаторы тока шинно-соединительного выключателя нормально не подключены к токовым цепям дифференциальной защиты шин. Сделано это для того, чтобы при подаче напряжения на резервную систему шин включением шинно-соединительного выключателя

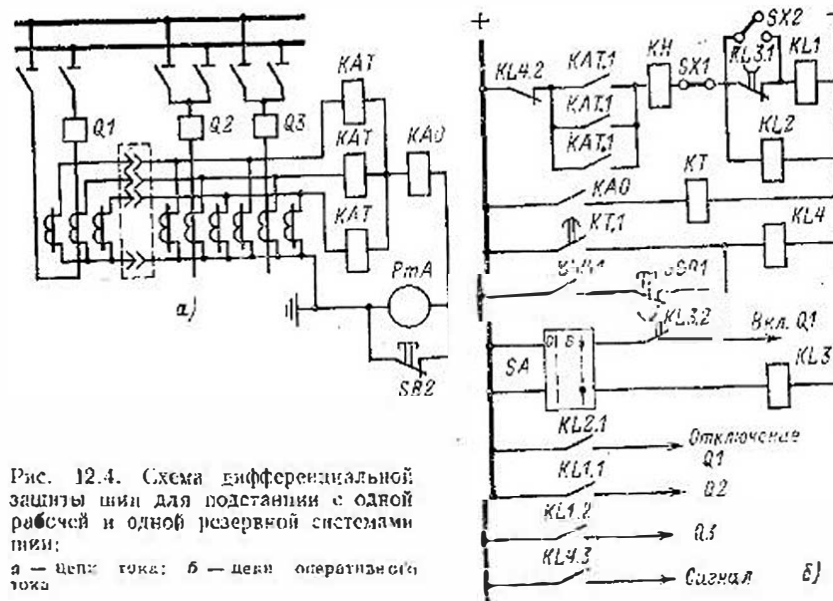


Рис. 12.4. Схема дифференциальной защиты шин для подстанции с одной рабочей и одной резервной системами шин:
а — цепи тока; б — цепи оперативного тока

во время опробования она оказалась в зоне защиты. Благодаря этому будет обеспечено быстрое отключение повреждения. При этом, однако, целесообразно отключить только шинно-соединительный выключатель, сохранив в работе неповрежденную рабочую систему шин. В рассматриваемой схеме это обеспечивается с помощью размыкающего контакта КЛ3.1 и дополнительного блокирующего реле КЛ3, включенного в цепь обмотки промежуточного реле КЛ1. Реле КЛ3 срабатывает при подаче импульса от ключа управления на включение шинно-соединительного выключателя и размыкает цепь обмотки КЛ1. Если при этом подействует дифференциальная защита шин вследствие включения на поврежденную резервную систему шин, произойдет отключение только шинно-соединительного выключателя от реле КЛ2, так как цепь обмотки реле КЛ1 будет разомкнута контактом КЛ3.1. После включения шинно-соединительного выключателя и возврата ключа управления реле КЛ3 вернется, восстанавливая цепь обмотки КЛ1.

Для того чтобы предотвратить ненужный вывод защиты при многократном опробовании выведенного в ремонт шинно-соединительного выключателя, предусмотрена накладка SX2, шунтирующая контакт КЛ3.1. В качестве КЛ3 обычно используется реле типа РЭ-500, имеющие замедление на возврат порядка 1—2 с.

Если шинно-соединительный выключатель будет включен длительно в работу при использовании его вместо ремонтируемого выключателя одного из присоединений, его токовые цепи подключаются к токовым цепям дифференциальной защиты шин с помощью вспомогательного блока.

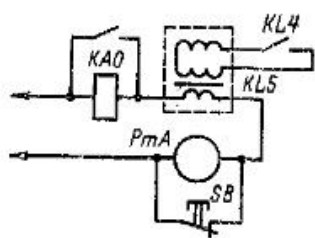


Рис. 12.5. Выполнение токовых цепей устройства контроля исправности цепей тока при недостаточной термической стойкости токового реле

Как известно, обрыв токовых цепей одного из плеч дифференциальной защиты влечет за собой нарушение баланса токов и появление большого тока в реле. При этом защита может подействовать ложно при внешнем КЗ. Вследствие больш-

шой ответственности дифференциальной защиты шин, ложное срабатывание которой влечет за собой отключение большого числа присоединений, в схеме защиты предусмотрена блокировка, осуществляющая вывод ее из действия в случае неисправности токовых цепей. В рассматриваемой схеме эта блокировка осуществляется с помощью токового реле нулевой последовательности *KA0*, включенного в нейтральный провод токовых цепей защиты. В случае обрыва провода одной из фаз плеча любого из присоединений несбалансированный ток этой фазы, пройдя через соответствующее реле защиты, замкнется через нейтральный провод и вызовет срабатывание реле *KA0*, которое подаст плюс на обмотку реле времени *KT*, последнее, доработав, подаст плюс на обмотку промежуточного реле *KL4*. Это реле самоудерживается через свой замыкающий контакт *KL4.1*, а размыкающим контактом *KL4.2* снимает плюс с контактов токовых реле *KAT*, выводя защиту из действия. Возврат блокировки в исходное положение осуществляется с помощью кнопки *SB1*. Кроме токового реле *KA0*, для контроля за исправностью токовых цепей предусмотрен миллиамперметр *PmA*, установленный в нулевом проводе защиты. Нормально обмотка этого прибора зашунтирована кнопкой *SB2*, которая размыкается при производстве замеров. Эти замеры раз в смену производит оперативный персонал, проверяющий, что показание прибора, измеряющего ток небаланса, не превышает допустимого значения.

В ряде случаев применение чувствительного токового реле нулевой последовательности затруднено вследствие его недостаточной термической стойкости к токам, которые могут длительно проходить через нулевой провод защиты при обрыве фазы одного из плеч токовых цепей. При этом можно применить схему, приведенную на рис. 12.5, в которой обмотка реле *KA0*, после того как доработает реле времени и выведет защиту из действия, шунтируется контактом промежуточного реле *KL5* типа *РП-341*.

Рассмотренная схема блокировки защиты при неисправности токовых цепей (рис. 12.4 и 12.5) имеет недостаток, заключающийся в том, что она работает лишь при нарушении одного или двух проводов данного плеча защиты. В случае же, если цепь данного плеча будет нарушена полностью, т. е. будут отсутствовать все три фазы, блокировка не подействует, поскольку ток в нулевом проводе отсутствует. Для исключения этого недостатка в качестве пускового реле, фиксирующего неисправность токовых цепей, используют трехфазное токовое реле типа *РТ-40/Р* (см. гл. 13), каждая обмотка

которого включается последовательно с обмоткой реле защиты шин. Эта блокировка будет срабатывать при любом нарушении одного из плеч токовых цепей.

Особенности выполнения защиты на подстанциях с двумя рабочими системами шин. На подстанциях, работающих нормально на двух системах шин с двумя выключателями на присоединение (полторная схема, схема с двумя выключателями на линию), для каждой системы шин предусматривается отдельная дифференциальная защита шин по схеме, аналогичной рис. 12.4. При КЗ на одной системе шин сработает только одна из защит и отключит все выключатели, подключенные к поврежденной системе шин. Защита второй, неповрежденной системы шин при этом не сработает.

Существенные особенности имеет дифференциальная защита шин подстанций с двумя рабочими системами шин при фиксированном распределении элементов по системам шин. В этой схеме каждое присоединение, имеющее один выключатель и два разъединителя, подключается или, иначе говоря, фиксируется на определенной системе шин. В процессе эксплуатации фиксация может изменяться, любое присоединение может быть переключено на другую систему шин. Для того чтобы при новом распределении элементов по системам шин обеспечить правильное действие защиты шин, персонал службы защиты должен произвести переключения в токовых и оперативных цепях защиты. Временно, до осуществления этих переключений, защита каждой системы шин будет неселективной и может подействовать неправильно при КЗ на другой системе шин.

С учетом этих особенностей дифференциальная защита шин подстанции с двумя рабочими системами шин при фиксированном распределении присоединений осуществляется с тремя комплектами реле РНТ (рис. 12.6): индивидуальные комплекты *KAT1* и *KAT2* для каждой системы шин, включенные на сумму токов присоединений каждой системы шин; суммарный комплект *KAT3* для защиты обеих систем шин при нарушении фиксации, включенный на сумму токов всех присоединений обеих систем шин подстанции.

В нормальном режиме работы подстанции при фиксированном распределении присоединений все три комплекта токовых реле находятся в работе, плюс на контакты индивидуальных комплектов *KAT1.1* и *KAT2.1* подается через замыкающие контакты реле суммарного комплекта *KAT3.1*. При внешнем КЗ ни одно из реле дифференциальной защиты не должно сработать. При КЗ на одной из систем шин сработают суммарный комплект и один из индивидуальных комплектов *KAT1* и *KAT2*, благодаря чему будет отключена поврежденная система шин.

При нарушении фиксации присоединений, как отмечалось выше, индивидуальные комплекты становятся неселективными и временно, до выполнения переключений в цепях оперативного и переменного тока, их необходимо вывести из действия. Это осуществляется с помощью рубильника *QS1*, при включении которого срабатывает промежуточное реле *KL5*; контакты этого реле шунтируют контакты токовых реле индивидуальных комплектов. При этом в работе со-

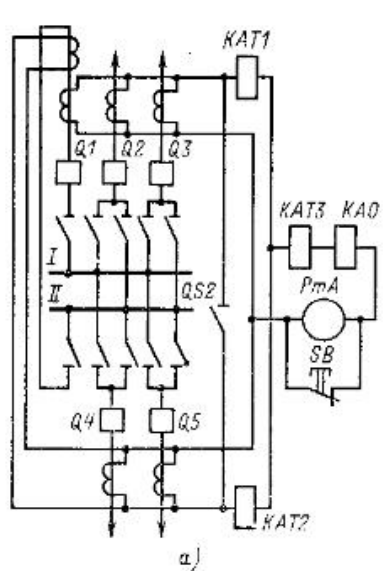
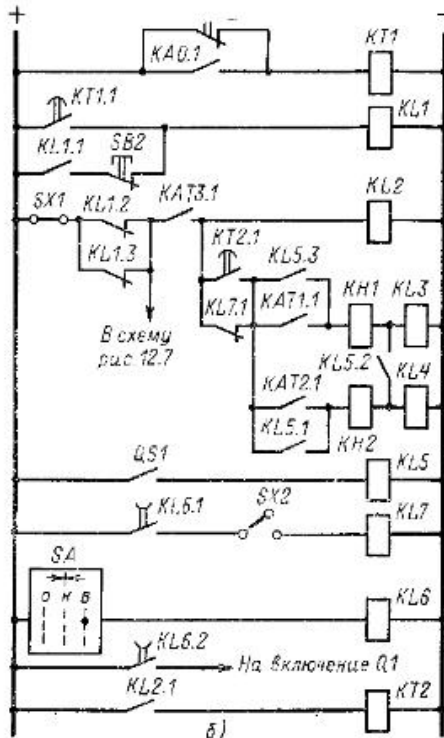


Рис. 12.6. Принципиальная схема в однофазном исполнении дифференциальной защиты шин для подстанций с фиксированным распределением присоединений:

а — цепи тока; б — цепи оперативного тока



В схеме рис. 12.7

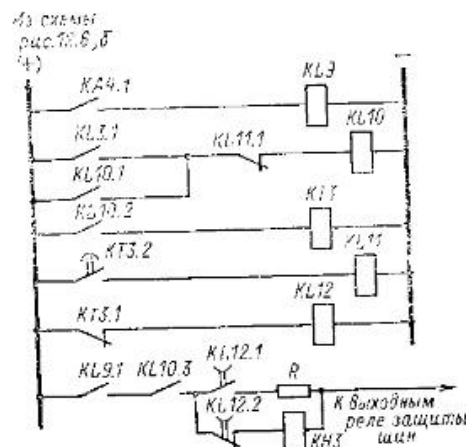
б)

Рис. 12.7. Упрощенная принципиальная схема цепей чувствительного комплекта защиты шин

токовые цепи обходного выключателя отключены, КЗ на опробуемой системе шин окажется в зоне действия защиты, которая подействует на отключение. Для того чтобы в рассматриваемом случае обеспечить селективное отключение КЗ, предусматривается вывод из действия индивидуальных комплектов защиты шин (KAT1 и KAT2) контактом промежуточного реле KL7.1 (аналогично схеме на рис. 12.4). Накладка SX2 замыкается оперативным персоналом перед подачей команды на включение обходного выключателя. Для резервирования предусмотрен ввод защиты в действие контактом реле времени KT2.1, шунтирующим контакт KL7.1. Пуск реле KT2 осуществляется контактом KL2.1 при срабатывании суммарного комплекта защиты. В рассматриваемой схеме аналогично схеме на рис. 12.4 предусмотрен вывод защиты из действия в случае неисправности токовых цепей. В схеме, приведенной на рис. 12.6, ТТ установлены только с одной стороны шиносоединительного выключателя, а именно со стороны системы шин II. При таком расположении ТТ в случае КЗ между шинами и шиносоединительным выключателем сработает первый индивидуальный комплект дифференциальной защиты шин и отключит шиносоединительный выключатель и все присоединения системы шин I. Это, однако, не приведет к ликвидации КЗ, которое останется связанным с системой шин II. Второй индивидуальный комплект защиты шин при этом повреждении не сработает, так как оно расположено вне зоны его действия. Ликвидация КЗ при рассматриваемом повреждении возлагается обычно на специальное устройство, так называемое устройство резервирования отказа выключателя, которое в данном случае подействует и спустя 0,3—0,5 с даст импульс на отключение всех присоединений системы шин II.

Осуществление чувствительного комплекта защиты шин для действия при опробовании поврежденной системы. При подаче от одного из присоединений напряжения на поврежденную систему шин вручную или после действия АПВ ток КЗ будет значительно меньше, чем при повреждении, возникающем на шинах в полной схеме. Если чувствительность защиты шин при этом оказывается недостаточной, применяется специальный чувствительный комплект, который вводится в работу кратковременно перед подачей напряжения от одного из присоединений.

Упрощенная схема оперативных цепей чувствительного комплекта защиты шин показана на рис. 12.7. В этой схеме показан кон-



из схемы рис. 12.6, б

храняется только суммарный комплект KAT3. В случае КЗ во внешней сети дифференциальная защита шин не сработает, так как, несмотря на изменение фиксации присоединений, суммарный комплект остается селективным, поскольку к нему подключены токовые цепи всех присоединений обеих систем шин. При КЗ на любой из систем шин суммарный комплект подействует на отключение всех присоединений обеих систем шин.

Для уменьшения нагрузки на ТТ и снижения тока небаланса при внешних КЗ при работе с нарушенной фиксацией целесообразно также объединить вторичные цепи всех ТТ с помощью рубильника QS2, устанавливаемого в распределительном устройстве. Замкнутое положение рубильника QS1 и QS2 сигнализируется. В схемах подстанций с двумя рабочими системами шин при одном выключателе на присоединение обычно предусматриваются специальная резервная система шин и обходной выключатель, который вводится в работу для замены выводимого в ремонт рабочего выключателя любого присоединения. Токвые цепи обходного выключателя нормально отключены и подключаются к одному из индивидуальных комплектов защиты шин при вводе его в работу.

Обходной выключатель может использоваться для опробования системы шин, находящейся без напряжения. При этом, поскольку

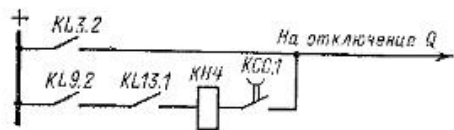


Рис. 12.8. Ввод в действие чувствительного комплекта защиты шин

такт токового реле *КА1.1* для одной из фаз; это реле, срабатывая, подает плюс на обмотку промежуточного реле *KL9*; по-

следнее замыкает цепь выходных промежуточных реле соответствующей системы шин. Плюс в схему подается после замыкания размыкающих контактов *KL1.2* и *KL1.3* (см. рис. 12.6, б).

Выходная цепь чувствительного комплекта нормально выведена из действия замыкающим контактом *KL10.3*. Реле *KL10* подтягивается при срабатывании на отключение основного комплекта дифференциальной защиты соответствующей системы шин *KL3.1* и самоудерживается через замыкающий контакт *KL10.1* до тех пор, пока не будет деблокировано размыкающим контактом *KL11.1*. Деблокировка реле *KL10* осуществляется после того, как доработает реле времени *КТЗ*, в цепи обмотки которого включен замыкающий контакт промежуточного реле *KL10.2*. При использовании в схемах защиты шин ТТ с номинальным вторичным током 5 А в качестве чувствительного органа рекомендуется использовать реле тока типов РТ-40/2, РТ-40/6 или РТ-40/10. При использовании ТТ с номинальным вторичным током 1 А рекомендуется использовать реле типа РТ-40/0,6 или РТ-40/2.

Реле тока чувствительного комплекта должны быть отстроены от токов небаланса при самозапущке нагрузки и бросках тока намагничивания трансформаторов (данной подстанции или питающихся от нее по линиям электропередачи), не отключаемых при действии защиты шин.

Наряду с описанными функциями (повышение чувствительности защиты при АПВ шин) схема, приведенная на рис. 12.7, обеспечивает самоудерживание выходных промежуточных реле через контакты чувствительного комплекта, что повышает надежность пуска УРОВ после срабатывания дифференциальной защиты шин. Ввод в действие чувствительного комплекта дифференциальной защиты шин осуществляется также при подаче от одного из присоединений напряжения на поврежденную систему шин после неуспешного АПВ. Для этого в цепи отключения выключателя *Q* присоединения, от которого опробуется поврежденная система шин, параллельно контакту выходного промежуточного реле дифференциальной защиты шин *KL3.2* (рис. 12.8) подключается цепочка из последовательно включенных замыкающих контактов: *KL9.2* (реле-новоторителя пусковых контактов токовых реле чувствительного комплекта); *KL13.1* (реле контроля отсутствия напряжения на шинах, см. ниже); и *KCC.1* (реле команды «Включить»). Таким образом, в случае подачи напряжения на поврежденную систему шин выключателем *Q* он будет отключен действием чувствительного комплекта дифференциальной защиты шин.

Самоудерживание выходных промежуточных реле осуществляется через замыкающий контакт реле *KL12.2*, обмотка которого по-

Рис. 12.9. Схема включения реле, осуществляющего запрет АПВ

стоянно обтекает ток через размыкающий мгновенный контакт реле времени *КТЗ.1* (см. рис. 12.7). После пуска реле времени и размыкания контакта *КТЗ.1* реле *KL12* вернется, разомкнет контактом *KL12.1* выходную цепь самоудерживания чувствительного комплекта и подготовит контактом *KL12.2*

выходную цепь чувствительного комплекта через обмотку указательного реле *КИЗ*. В схеме защиты предусмотрены специальные цепи запрета АПВ присоединений; благодаря этому осуществляется однократное автоматическое опробование поврежденной системы шин. Запрет действия АПВ осуществляется контактами реле *KL13.1*, схема включения которого показана на рис. 12.9. Блокировка АПВ осуществляется в следующих случаях:

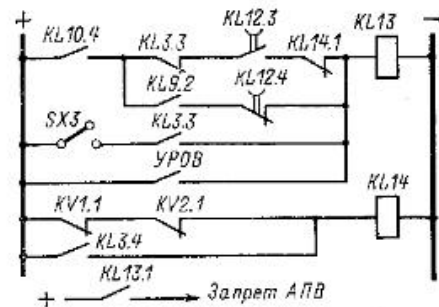
если после срабатывания дифференциальной защиты шин (замкнут контакт *KL10.4*) и возвращения выходного промежуточного реле (замкнут контакт *KL3.3*) на шинах подстанции остается напряжение (замкнут контакт *KL14.1*), что говорит об отказе в отключении одного из присоединений;

если при автоматической подаче напряжения на систему шин действием АПВ одного из присоединений подействует чувствительный комплект защиты шин (замкнется контакт *KL9.2*), что говорит о наличии устойчивого повреждения на шинах;

после первого срабатывания дифференциальной защиты шин (если включена накладка *SX3*); при срабатывании УРОВ.

Контроль наличия напряжения на шинах осуществляется с помощью реле напряжения *KVI*, включенного на междуфазное напряжение, и *KV2*, включенного на напряжение фазовой последовательности. При наличии на одной, двух или трех фазах шин напряжения сработают реле *KVI*, *KV2* или оба реле сразу и разомкнут цепь обмотки реле *KL14*, которое замкнет контакт *KL14.1*, подготавливая цепь запрета АПВ.

Обособности выполнения токовых цепей защиты при наличии на подстанции трансформаторов тока с разными коэффициентами трансформации. В ряде случаев на подстанции устанавливаются ТТ с разными коэффициентами трансформации. Так, например, на питающей подстанции коэффициент трансформации ТТ, установленных в цепи мощных автотрансформаторов, в 2—3 раза превышает коэффициент трансформации ТТ, установленных на линии. Обычно число разных коэффициентов трансформации ТТ на подстанции не превышает двух. Для компенсации разности вторичных токов при этом используется специальная схема включения токовых реле типа РНТ-567, показанная на рис. 12.10. Токовые цепи от ТТ с оди-



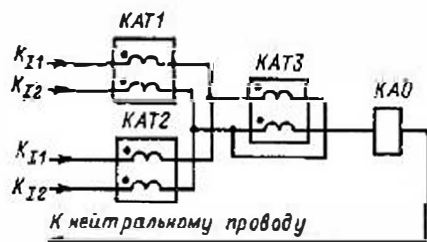


Рис. 12.10. Схема включения реле дифференциальной защиты шин при наличии на подстанции трансформаторов тока с разными коэффициентами трансформации

наковым коэффициентом трансформации, как показано на рис. 12.10, собирается вместе и подводится к соответствующим обмоткам реле РИТ-567.

При этом реле индивидуальных и суммарного комплектов включены по-разному. В реле индивидуальных комплектов токовые цепи от каждой группы ТТ с одинаковыми коэффициентами трансформации подключаются к своей обмотке. Число витков этих обмоток выбирается таким образом, чтобы в нормальном режиме, а также при внешнем КЗ суммарная магнитодвижущая сила в реле равнялась нулю. В реле суммарного комплекта токовые цепи подводятся так, что по одной обмотке проходит ток от группы ТТ с большим коэффициентом трансформации, а по другой — разность токов групп ТТ с разными коэффициентами трансформации. Такое включение обмоток реле суммарного комплекта обеспечивает лучшие условия по термической стойкости, благодаря чему предотвращается перегрев обмоток реле при нарушении токовых цепей одного из плеч или одной из групп ТТ.

Контроль исправности токовых цепей в рассматриваемой схеме можно выполнить аналогично рис. 12.4 или 12.5 с помощью токового реле нулевой последовательности, включенного в общий нулевой провод. Следует иметь в виду, что при использовании двух групп ТТ с разными коэффициентами трансформации эта схема имеет недостаток, состоящий в том, что при наличии длительной несимметрии в первичной сети реле КАО может сработать и вывести дифференциальную защиту шин из действия при исправных токовых цепях.

Выбор уставок реле. Ток срабатывания пусковых токовых реле в схеме дифференциальной защиты шин выбирается по двум условиям: отстройки от максимального тока нагрузки наиболее нагруженного присоединения, что необходимо для предотвращения ложного срабатывания дифференциальной защиты шин при обрыве токовых цепей; отстройки от тока небаланса при внешнем КЗ. По первому условию

$$I_{с.з} = k_n I_{н. max}, \quad (12.2)$$

где k_n — коэффициент надежности, равный 1,2; $I_{н. max}$ — максимальный ток нагрузки наиболее нагруженного присоединения.

В схеме с двумя группами ТТ, имеющих разные коэффициенты трансформации, следует проверить также ток, который будет проходить в реле при обрыве соединительного провода от одной из групп ТТ. Если этот ток окажется больше максимального тока нагрузки наиболее нагруженного присоединения, его и следует при-

нять для определения тока срабатывания согласно (12.2). По второму условию

$$I_{с.з} = k_n I_{аб. max}. \quad (12.3)$$

Трансформаторы тока, используемые в схеме дифференциальной защиты шин, должны удовлетворять кривым 10 %-ной погрешности в соответствии с порядком расчета, изложенным в гл. 4. Тогда

$$I_{с.з} = k_n k_d \cdot 0,1 I_{н. max}, \quad (12.3a)$$

где k_n — коэффициент надежности, равный 1,5; k_d — коэффициент, учитывающий переходный процесс, при использовании РНТ принимается равным 1; $I_{н. max}$ — максимальный ток внешнего КЗ, проходящий через ТТ защиты. Принимается больший из двух токов срабатывания, определенных по формулам (12.2) и (12.3a).

Число витков рабочей обмотки РНТ-567 определяется по следующему выражению:

$$\omega = \frac{100 K_f}{I_{с.з}}, \quad (12.4)$$

где 100 — магнитодвижущая сила срабатывания реле РНТ-567; K_f — коэффициент трансформации ТТ.

При наличии в схеме подстанции двух групп ТТ с разными коэффициентами трансформации число витков обмотки РНТ, подключаемой к ТТ с большим коэффициентом трансформации, определяется по выражению (12.4), а число витков другой обмотки как индивидуальных, так и суммарного комплектов должно удовлетворять условию (12.5):

$$\frac{\omega_1}{\omega_2} = \frac{K_{T1}}{K_{T2}} \quad (12.5)$$

Чувствительность пусковых реле защиты должна проверяться при минимальном токе КЗ на шинах в реальном режиме работы. Коэффициент чувствительности должен быть не меньше 2. В режиме опробования или коэффициент чувствительности может быть понижен до 1,5. Если коэффициент чувствительности основной защиты шин при опробовании оказывается меньше 1,5, необходимо использовать специальную чувствительную защиту, вводимую на время опробования.

На короткозамкнутой обмотке целесообразно принимать отайки А—А или сопротивление $R_{кк} = 10$ Ом.

Ток срабатывания токового реле нулевой последовательности, установленного для контроля исправности токовых цепей, принимается минимально возможный. Так, например, при использовании реле типа РТ-40/0,6 ток срабатывания принимается 0,15 А.

Токовое реле нулевой последовательности должно быть проверено на термическую стойкость при использовании схемы на рис. 12.4 при максимальном токе, который может проходить через реле при обрыве провода одного из плеч защиты, а при использовании схемы на рис. 12.5 при токе, равном току срабатывания промежуточного реле КЛ5.

Выдержка времени реле времени устройства контроля исправности токовых цепей принимается больше максимальной выдержки времени резервных защит в прилегающей сети.

12.3. ЗАЩИТА ШИН ГЕНЕРАТОРНОГО НАПРЯЖЕНИЯ

На электростанциях и подстанциях с реактированными линиями применяются специальные защиты шин 6—10 кВ, обеспечивающие быстрое отключение КЗ, возникающих на шинах. На схеме неполной дифференциальной защиты, выполненной токовыми реле, включенными на сумму токов всех источников питания (рис. 12.11), токовые реле — пусковые органы защиты — включены на токи генератора, трансформатора связи с системой и секционного выключателя. Защита шин обычно выполняется в двухфазном исполнении, так как применяется для сетей 6—10 кВ, работающих с изолированной нейтралью.

Неполная дифференциальная защита шин (рис. 12.11) обычно выполняется двухступенчатой: первая ступень — токовая отсечка, предназначенная для действия при КЗ на шинах; вторая ступень — максимальная токовая защита, предназначенная резервировать защиты отходящих линий при КЗ за реакторами. При КЗ на соседней секции, в генераторе или трансформаторе защита в действие не приходит, так как в реле при этом будет попадать только ток нагрузки, а ток КЗ будет балансироваться и в реле не попадет.

При КЗ за реактором линии в реле защиты проходит ток, равный сумме токов I_n и тока нагрузки остальных неповрежденных линий данной секции I_n . Для предотвращения срабатывания первой ступени защиты шин в этом случае ее ток срабатывания выбирается по следующему условию:

$$I_{с.з} = k_n (I_n + k_{нагр} I_n) \quad (12.6)$$

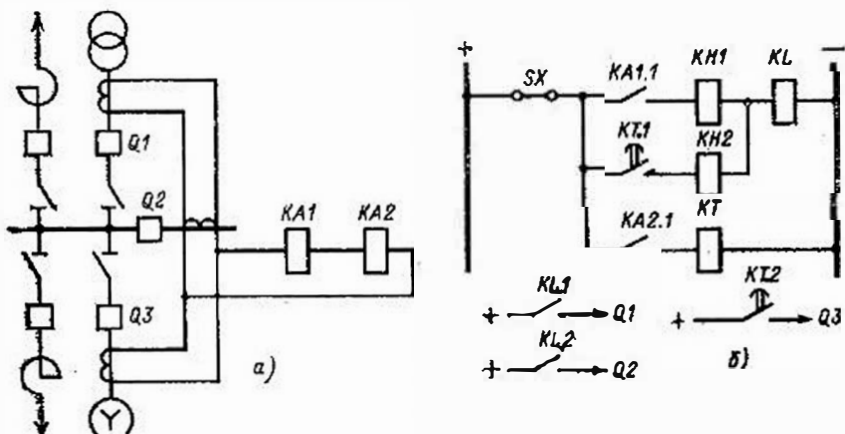


Рис. 12.11. Схема неполной дифференциальной защиты шин:
а — цепи тока; б — цепи оперативного постоянного тока

где k_n — коэффициент надежности, принимаемый равным 1,2; $k_{нагр}$ — коэффициент нагрузки, учитывающий увеличение тока нагрузки за счет торможения и самозапуска двигателей вследствие спахания напряжения при КЗ за реактором, принимается 1,2—1,3.

Ток срабатывания первой ступени защиты должен быть также отстроен от КЗ за трансформаторами собственных нужд, но это условие обычно не является определяющим. Ток срабатывания второй ступени — максимальной токовой защиты отстраивается от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигателей по следующему условию:

$$I_{с.в} = \frac{k_n k_{нагр}}{k_n} I_n \quad (12.7)$$

Первая ступень защиты шин действует без выдержки времени на отключение всех источников питания, за исключением генераторов, отключение которых осуществляется их токовыми защитами. Вторая ступень защиты действует с выдержкой времени, отстроенной от максимальной выдержки времени защит отходящих линий, на отключение трансформаторов, секционных и шиносоединительных выключателей. Обычно на второй ступени защиты предусматривается также и вторая выдержка времени, с которой она действует на отключение генераторов, подключенных к поврежденной секции шин, если после отключения трансформаторов, секционных и шиносоединительных выключателей КЗ не устранилось.

Чувствительность первой ступени защиты, подсчитанная при металлическом двухфазном КЗ на шинах подстанции, должна быть не меньше 1,5. Коэффициент чувствительности второй ступени защиты шин, определенный при металлическом двухфазном КЗ за реактором, должен быть не меньше 1,2—1,3.

На рис. 12.11 показан шиносоединительный выключатель, цепи которого при его наличии должны подключаться к токовым цепям защиты шин. При этом на время опробования резервной системы шин через шиносоединительный выключатель в схеме защиты должно быть предусмотрено устройство, автоматически выводящее действие защиты шин на все присоединения, за исключением шиносоединительного выключателя, аналогично тому, как это было описано выше для полной дифференциальной защиты шин. Если первая ступень неполной дифференциальной защиты шин не обеспечивает необходимой чувствительности при КЗ на шинах, может применяться неполная дифференциальная дистанционная защита шин. При этом обычно используется схема дистанционной защиты с одним реле сопротивления с переключениями в цепях тока и напряжения или только в цепях напряжения. Уставка срабатывания реле сопротивления отстраивается от КЗ за реактором. Пусковые токовые реле защиты используются в качестве второй ступени аналогично схеме, рассмотренной выше.

На крупных подстанциях и электростанциях в ряде случаев с помощью второй ступени неполной дифференциальной защиты шин не удастся обеспечить необходимую чувствительность при КЗ за реакто-

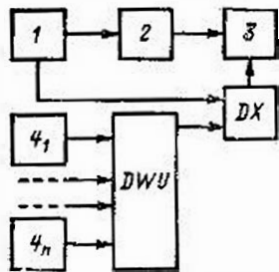


Рис. 12.12. Структурная схема максимальной токовой защиты трансформатора с ускорением при отсутствии тока в отходящих линиях

ром и на отходящих линиях. Это особенно желательно, так как при КЗ за реакторами до выключателей отходящих линий вторая ступень защиты при является единственной защитой, действующей при повреждении в этой точке. Предложен ряд способов, позволяющих обеспечить

отключение КЗ за реакторами. Все эти способы связаны с усложнением схемы защиты и требуют прокладки дополнительных кабелей и установки дополнительной аппаратуры. Так, например, к токовым цепям неполной дифференциальной защиты шин подключаются ТТ, установленные на наиболее мощных линиях. Исключение из тока, проходящего в реле при КЗ за реактором, части тока нагрузки позволяет повысить чувствительность второй ступени защиты. При этом для отключения КЗ за реакторами линий, ТТ которых оказались подсоединенными к цепям дифференциальной защиты, используются специальные токовые защиты, установленные на этих линиях и действующие с выдержкой времени, большей, чем у собственной максимальной защиты. Возможно также использование на наиболее длинных линиях, чувствительность при КЗ в конце которых неудовлетворительна, специальных токовых защит, также действующих на отключение всех присоединений секции. Такая защита может выполняться как на каждой линии, так и общей на несколько линий.

С целью быстрого отключения КЗ на шинах 6—10 кВ применяется также ускорение максимальной токовой защиты питающего трансформатора при отсутствии пуска защит любого из присоединений, отходящих от этих шин. Структурная схема такой ускоренной защиты приведена на рис. 12.12. Блоки 1—3 — это максимальное реле тока, реле времени и выходные цепи защиты трансформатора. Блоки 4₁—4_н соответствуют токовым реле защит отходящих линий 6—10 кВ, которые через логические блоки ИЛИ—НЕ (DWU) и И (DX) подключены к цепям защиты трансформатора.

При КЗ на шинах подстанции сработают токовые реле защиты трансформатора 1 и не сработает ни одно из токовых реле защит отходящих линий 4₁—4_н. При этом на выходе логического блока будет существовать сигнал, являющийся одним из двух разрешающих для логического блока DX. Поскольку второй разрешающий сигнал поступит при срабатывании токовых реле 1, на выходе логического блока DX образуется сигнал, воздействующий на выходные цепи защиты, минуя блок выдержки времени 2. В случае повреждения отходящей линии сработает одно из реле 4₁—4_н и логический элемент DWU блокирует действие логического блока DX, предотвращая действие защиты трансформатора без выдержки времени.

РЕЗЕРВИРОВАНИЕ ОТКАЗОВ В ДЕЙСТВИИ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

13.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

В гл. 6 и 7 дано понятие об основном и резервном действии релейной защиты. Как отмечалось, резервное действие необходимо для отключения КЗ при отказе выключателя или релейной защиты поврежденного присоединения. Несотключаемое КЗ разрушительно воздействует на поврежденный элемент, опасно для данной электроустановки и для электрической сети в целом. Поэтому резервирование отключения КЗ является обязательным условием при осуществлении релейной защиты. Резервирование отключения КЗ с использованием для этой цели резервного действия защит соседних элементов сети принято называть дальним резервированием. Такой способ резервирования обладает высокой надежностью, так как резервирующее и резервируемое устройства не имеют общих элементов конструкции и поэтому не могут повреждаться по одной и той же причине. Для осуществления дальнего резервирования не требуется специальных устройств релейной защиты. Эти положительные качества дальнего резервирования определяют его широкое распространение.

Однако резервирование имеет и существенные недостатки: один из них — значительные сложности в обеспечении требуемой чувствительности защит, осуществляющих дальнее резервирование, особенно в сложных сетях с протяженными и сильно загруженными линиями при наличии параллельных ветвей и мощных подпиток. Наряду с дальним резервированием применяется так называемое ближнее резервирование. Этот способ резервирования отключения осуществляется различными средствами при отказе релейной защиты или выключателя [44]. Для резервирования, кроме основной релейной защиты, данный элемент электроустановки оборудуется резервным комплектом защиты. Резервная защита действует на отключение тех же выключателей, что и основная защита. При этом резервная защита, как правило, обеспечивает необходимую чувствительность при повреждении в конце защищаемой линии.

Для повышения эффективности ближнего резервирования защит необходимо, чтобы основная и резервная защиты имели независимые друг от друга измерительные и оперативные цепи, а также независимые источники питания. Кроме того, желательно, чтобы основная и резервная защиты имели разные принципы действия, реагировали на разные электрические величины, например ток и сопротивление или другие величины. Такое выполнение основной и резервной защит в наибольшей степени исключает возможность одновременного отказа обеих защит из-за одной общей причины. Для обеспечения этих условий применяется подключение основной и резервной защит

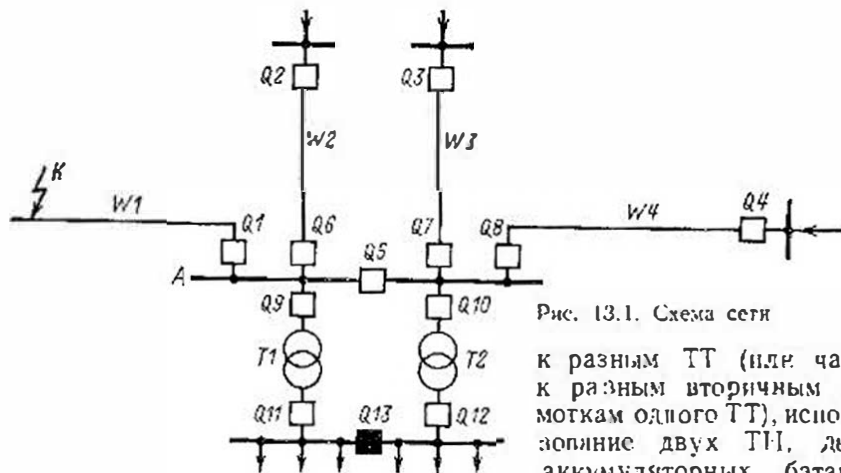


Рис. 13.1. Схема сети

к разным ТТ (или чаще к разным вторичным обмоткам одного ТТ), использование двух ТТ, двух аккумуляторных батарей

и т. д. К системе ближнего резервирования относятся также устройства резервирования отката выключателей (УРОВ), которые запускаются защитами отказавшего выключателя и действуют на отключение всех выключателей данной подстанции, через которые ток КЗ подходит к месту повреждения — линии с отказавшим выключателем. Так, например, при КЗ на линии W1 (рис. 13.1) в случае отказа выключателя Q1 УРОВ отключит выключатели Q5, Q6 и Q9, отделяя тем самым место повреждения от неповрежденной части энергосистемы. В результате без напряжения останется только одна система шин подстанции А. В том же случае при дальнем резервировании действием релейных защит будут отключены выключатели Q2, Q3, Q4, вследствие чего полностью нарушится питание подстанции А. Недостатком дальнего резервирования является также его низкое быстродействие. В ряде случаев полное время отключения КЗ может достигать 3—5 с.

Таким образом, ближнее резервирование обеспечивает более быструю и селективную ликвидацию повреждений, при этом, как правило, не возникает затруднений с обеспечением необходимой чувствительности пусковых органов. Вместе с тем следует иметь в виду, что система ближнего резервирования менее надежна, поскольку в отличие от дальнего резервирования оба элемента (основной и резервный) установлены на одном объекте (подстанции или электростанции) и в определенных обстоятельствах могут отказаться по одной и той же причине.

13.2. СХЕМЫ УСТРОЙСТВА РЕЗЕРВИРОВАНИЯ ПРИ ОТКАЗЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

К схемам устройств резервирования при отказе выключателей предъявляются высокие требования надежности:

с одной стороны, эти устройства должны обеспечивать надежное отделение поврежденного участка сети в случае отказа выключателя

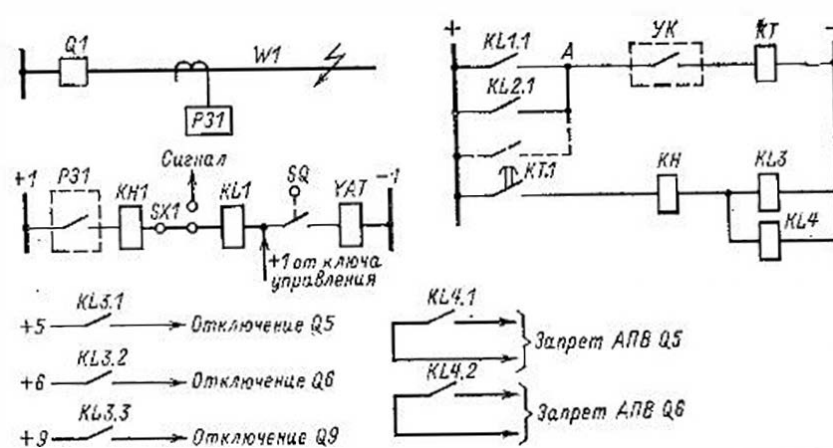


Рис. 13.2. Схема УРОВ с пуском от дополнительных промежуточных реле с обмотками последовательного включения

(а в ряде случаев и основной релейной защиты поврежденного элемента);

с другой стороны, УРОВ не должно срабатывать неправильно (ложно — при ошибках эксплуатационного персонала и излишне — при КЗ, отключаемых нормально и не сопровождающихся отказом выключателя или основной защиты поврежденного элемента), поскольку при этом может быть отключено сразу несколько присоединений.

В связи с этим схемы УРОВ выполняются, исходя из следующих основных принципов:

пуск УРОВ осуществляется релейной защитой одновременно с действием ее на отключение поврежденного присоединения;

УРОВ действует с выдержкой времени, необходимой для отстройки от нормальной операции отключения релейной защитой исправного выключателя;

предусматривается дополнительный (второй) контроль наличия неотключенного КЗ, независимый от релейной защиты, пускающей УРОВ.

На рис. 13.2 приведена упрощенная принципиальная схема УРОВ, в которой для пуска УРОВ при срабатывании релейной защиты P31 линии W1 используется дополнительное пусковое реле K11. Токовая катушка этого реле включена последовательно в цепь действия защиты на отключение выключателя. При срабатывании релейной защиты P31 в цепь отключающей катушки YAT выключателя Q1 появляется ток, под воздействием которого срабатывает реле K11 и замыкает контакт K11.1, запускающий схему УРОВ (точка А на рис. 13.2). Этот контакт остается замкнутым, пока не переключатся вспомогательные контакты SQ в цепи отключающей катушки, что происходит при нормальном отключении исправного выключателя. Если же выключатель не отключился, то вспомогательный контакт SQ в цепи его катушки отключения YAT не раз-

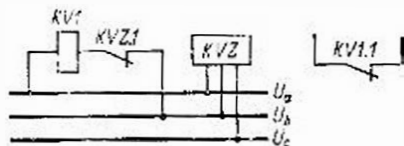


Рис. 13.3. Схема контроля наличия неотключенного КЗ

замкнется, останется подтянутым якорь реле $KL1$ и замкнутым его контакт $KL1.1$. Запустившееся при срабатывании реле $KL1$ реле

времени KT (если при этом был замкнут контакт устройства контроля $УК$) будет продолжать работать и по истечении заданной выдержки времени замкнет контактом $KT.1$ цепь обмоток выходных промежуточных реле $KL3$ и $KL4$. Эти реле подействуют на отключение всех выключателей, подключенных к той же системе шин, что и линии с отказавшим выключателем. Так, в рассмотренном на рис. 13.1 случае при отказе выключателя поврежденной линии $W1$ УРОВ отключит выключатели $Q5$, $Q6$ и $Q9$. Одновременно контактами выходных реле УРОВ осуществляется при необходимости запрет действия АПВ отключенных присоединений. Промежуточные реле с токовыми обмотками, аналогичные $KL1$, устанавливаются в цепях отключающих катушек выключателей всех других присоединений. Контакты этих реле ($KL2.1$ и др. на рис. 13.2) подключаются к точке А параллельно контакту $KL1.1$.

Дополнительный контроль наличия неотключенного КЗ в рассматриваемой схеме УРОВ осуществляется устройством контроля $УК$, контакт которого включен последовательно в цепь катушки реле времени KT . Устройство контроля наличия неотключенного КЗ обычно выполняется с помощью реле напряжения по схеме, показанной на рис. 13.3. Это устройство содержит реле минимального напряжения $KV1$, включенное на междуфазное напряжение, и фильтр-реле напряжения обратной последовательности KVZ (см. гл. 9). Реле $KV1$ предназначено для действия при трехфазных КЗ. При уменьшении напряжения, подведенного к реле $KV1$, ниже уставки срабатывания замыкается его замыкающий контакт $KV1.1$, являющийся выходным контактом устройства контроля $УК$. Реле KVZ , действуя при любых несимметричных КЗ, размыкает при этом своим контактом $KVZ.1$ цепь катушки реле $KV1$. Это приводит к срабатыванию реле $KV1$, как и при снижении напряжения.

Недостатком рассмотренной схемы является отсутствие пуска УРОВ (и, следовательно, недействие УРОВ) при отказе выключателя из-за обрыва цепи его отключающей катушки. Следует также отметить, что с помощью реле напряжения, используемых в устройстве контроля, не всегда обеспечивается необходимая чувствительность при удаленных КЗ. По этим причинам схема УРОВ, приведенная на рис. 13.2, применяется сравнительно редко.

На рис. 13.4 приведена упрощенная принципиальная схема УРОВ, не имеющая отмеченных выше недостатков. В этой схеме пуск УРОВ производится контактом промежуточного реле $KL1$, повторяющего положение соответствующего выходного реле защиты $P31$. Пуск УРОВ при этом осуществляется в случае отказа выключателя по любой причине, в том числе и при обрыве цепи отключающей катушки.

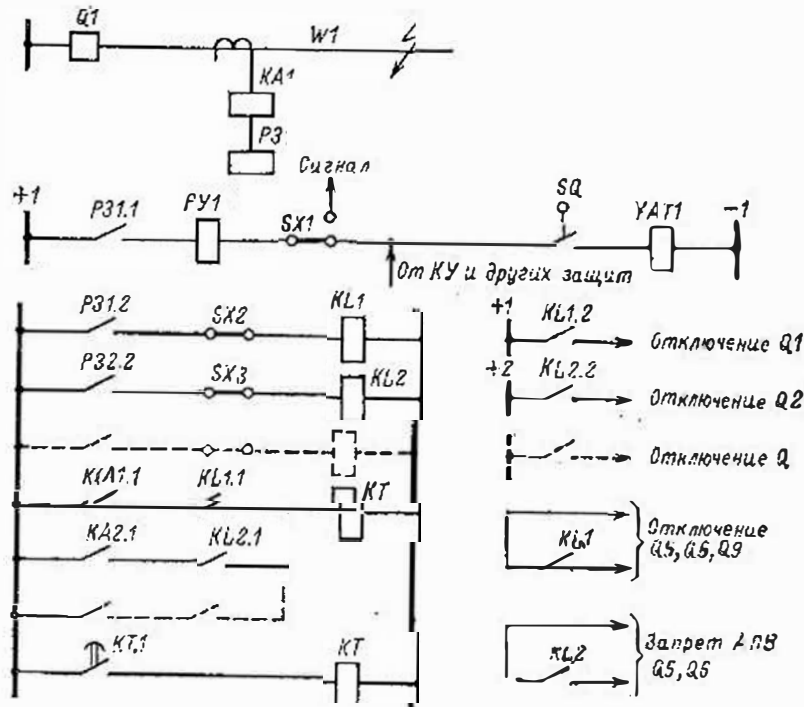


Рис. 13.4. Схема УРОВ с токовыми реле контроля

Контроль наличия неотключенного КЗ в рассматриваемой схеме выполнен с помощью токовых реле, что позволяет обеспечить более высокую чувствительность устройства контроля. Действие схемы УРОВ, приведенной на рис. 13.4, аналогично описанному выше.

Для контроля наличия неотключенного КЗ на каждом выключателе необходимо контролировать токи в трех фазах (или в двух фазах и нейтральном проводе), для чего в типовых схемах УРОВ используется специальные трехфазные токовые реле типа РТ-40/Р, содержащие (рис. 13.5) промежуточный трансформатор T с первичными обмотками $w1$, $w2$, $w3$ и вторичной обмоткой $w_{вт}$. Ко вторичной обмотке через выпрямитель VS подключен исполнительный орган HO , в качестве которого использовано реле типа РТ-40. Для

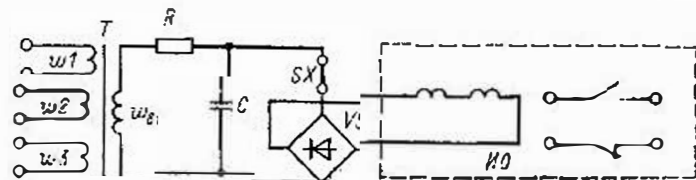


Рис. 13.5. Схема трехобмоточного токового реле

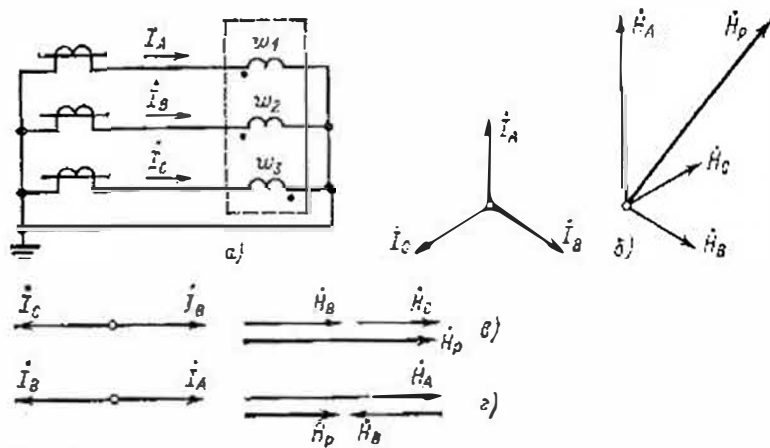


Рис. 13.6. Схема включения (а) и диаграммы (б—г) трехмоточного токового реле

защиты выпрямителей от перенапряжений, имеющих несинусоидальный характер, установлены конденсатор C и резистор R . Первичные обмотки w_2 и w_3 имеют вдвое меньшее число витков, чем w_1 . Схема включения первичных обмоток показана на рис. 13.6, а. Разное число витков первичных обмоток при указанной на рис. 13.6, а полярности их включения обеспечивает контроль polarity тока при любом возможном виде КЗ.

При наличии токов в трех фазах (тока симметричной нагрузки или трехфазного КЗ) геометрическая сумма магнитодвижущих сил от токов трех фаз определяется результирующим вектором \vec{H}_p , как это показано на рис. 13.6, б. При прохождении тока двухфазного КЗ фазы B и C фазные токи создают равные по значению магнитодвижущие силы, которые складываются при действующей в данном случае полярности токов и выбранной схеме включения первичных обмоток w_2 и w_3 (рис. 13.6, в). Магнитодвижущие силы от токов фаз будут складываться также при двухфазном КЗ фаз A и C . Результирующая магнитодвижущая сила в этом случае будет в 1,5 раза больше, чем при двухфазном КЗ фаз B и C (так как $w_1 = 2w_3$). При двухфазном КЗ фаз A и B магнитодвижущие силы первичных обмоток w_1 и w_2 будут вычитаться (рис. 13.6, г). В этом случае результирующая магнитодвижущая сила определяется разницей в количестве витков w_1 и w_2 (так как токи КЗ в фазах A и B равны и противоположно направлены). Таким образом, в данном случае исполнительный орган реле реагирует на магнитодвижущую силу, равную $1/3$ той, которая имела бы место при двухфазном КЗ между фазами B и C . При однофазных КЗ наименьшая чувствительность у реле будет при КЗ на фазах B и C .

Следует отметить, что в ряде случаев для обеспечения необходимой чувствительности токовых реле устройства контроля при удаленных КЗ ток срабатывания приходится принимать меньше тока нагрузки соответствующего элемента. При этом снижается надеж-

Рис. 13.7. Схема УРОВ с дублированным пуском

ность рассматриваемой схемы УРОВ на несрабатывание в нормальном режиме; при ложном замыкании контакта $KL1.1$ при отсутствии КЗ, но при прохождении по линии $W1$ (рис. 13.4) тока нагрузки большего, чем ток срабатывания реле $KA1$, УРОВ подействует ложно.

Для предотвращения подобного ложного действия УРОВ на отключение всех присоединений системы шин в схеме рис. 13.4 предусмотрено мгновенное, до истечения выдержки времени реле времени УРОВ, действие реле времени УРОВ, действие реле $KL1$ (повторителя вацнты $P31$) на отключение выключателя $Q1$. После отключения выключателя ток в данном элементе исчезает, токовое реле возвращается и размыкает контакт $KA1.1$ в цепи катушки реле времени KT , которое также возвращается, не успевая замкнуть свой контакт в цепи выходных промежуточных реле УРОВ. Такое же мгновенное действие на отключение «своего» выключателя осуществляет реле $KL2$ и другие реле-повторители защит в схеме УРОВ. Это мероприятие, условно называемое автоматической проверкой отключения выключателя, уменьшает влияние отмеченного недостатка этой схемы УРОВ и ограничивает его проявление в большинстве случаев ложным отключением лишь одного присоединения.

При эксплуатации схемы УРОВ, выполненной по рис. 13.4, необходимо учитывать наличие дополнительных цепей отключения отдельных присоединений (контакты $KL1.2$, $KL2.2$ и др.). В связи с этим при оперативном выводе из работы релейной защиты накладкой $SX1$ необходимо во избежание ложного отключения выключателя при проверке защиты выводить из действия (например, с помощью накладки $SX2$) и соответствующую цепь пуска УРОВ.

На рис. 13.7 приведена упрощенная схема УРОВ, имеющая так называемый дублированный пуск. В этой схеме в цепях пуска УРОВ кроме контакта выходного промежуточного реле защиты $P31.2$, используется контакт $KQC1.1$ промежуточного реле положения выключателя «Включено». При включенном выключателе реле $KQC1$ находится под напряжением, получая питание через отключающую катушку $YAT1$, замкнутый вспомогательный контакт SQ выключателя и резистор R . Якорь реле $KQC1$ при этом подтянут, а контакт $KQC1.1$ разомкнут. При срабатывании релейной

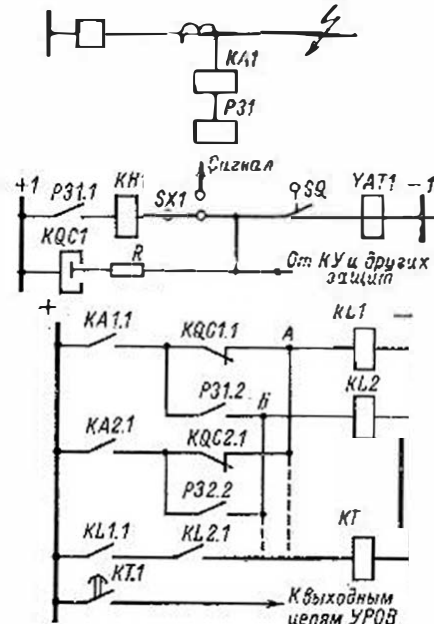
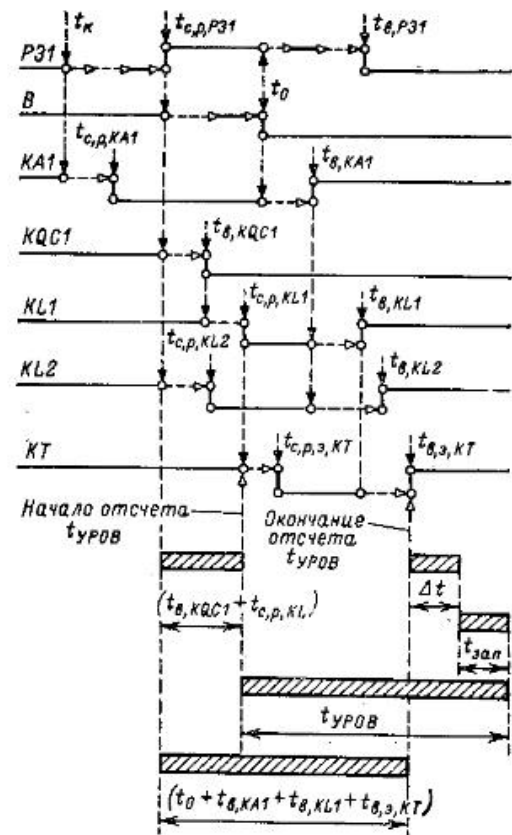


Рис. 13.8. Временные диаграммы взаимодействия реле в схеме УРОВ

защиты контакт ее выходного реле $P31.1$ через обмотку указательного реле $KH1$ подает питание в отключающую катушку реле $KQC1$ и резистор R . Элементы этой схемы подобраны так, что якорь реле $KQC1$ при этом отпадает, а его контакт $KQC1.1$ в цепях пуска УРОВ замыкается. Таким образом фиксируется подача от релейной защиты команды на отключение выключателя. Контроль наличия неотключенного КЗ в этой схеме УРОВ осуществляется трехфазным токовым реле, как и в рассмотренной ранее схеме на рис. 13.4. Таким образом, при действии релейной защиты и наличии тока КЗ в защищаемом элементе в цепях пуска УРОВ (см. рис.



13.7) оказываются замкнутыми: контакт $KA1.1$ (так как по линии $W1$ проходит ток КЗ), контакт $P31.2$ (так как сработала защита поврежденной линии) и контакт $KQC1.1$ (так как защита подала команду на отключение выключателя). При этом по цепи, состоящей из контактов $KA1.1$ и $KQC1.1$, срабатывает промежуточное реле $KL1$, а по цепи, состоящей из контактов $KA1.1$ и $P31.2$, срабатывает реле $KL2$. К точкам A и B схемы подключены аналогичные цепи пуска УРОВ от защит других присоединений. Цепь пуска реле времени в рассматриваемой схеме УРОВ образуется только при одновременном срабатывании реле $KL1$ и $KL2$, когда замыкаются их последовательно соединенные контакты $KL1.1$ и $KL2.1$. Дальнейшее действие УРОВ, схема которого показана на рис. 13.7, не отличается от описанного выше действия схемы рис. 13.2. В схеме УРОВ с дублированным пуском исключен недостаток, присущий схеме УРОВ по рис. 13.4, благодаря тому, что в цепях пуска УРОВ осуществляется контроль подачи релейной защитой команды на отключающую катушку выключателя, предотвращается возможность ложных пусков УРОВ при отключенной релейной защите (когда накладная $SX1$ установлена в положение «Сигнал»).

Выдержка времени УРОВ выбирается по условию надежной отстройки его от времени отключения исправного выключателя. При этом кроме времени действия собственно выключателя необходимо также учитывать времена срабатывания и возврата всех реле защиты, управления выключателем и УРОВ, взаимодействующих между собой при пуске и возврате их в процессе нормального отключения тока КЗ. Этим определяется тот факт, что выдержки времени, устанавливаемые в различных схемах УРОВ, могут существенно отличаться. Обычно эти выдержки времени принимаются от 0,2 до 0,5 с.

Для примера на рис. 13.8 показаны временные диаграммы взаимодействия реле схемы УРОВ, приведенной на рис. 13.7. Для этой схемы и для принятых на диаграмме соотношений собственных времен срабатывания и возврата реле можно записать следующее условие для расчета выдержки времени $t_{УРОВ}$, устанавливаемой на реле времени KT :

$$t_{УРОВ} \geq t_0 + t_{в,KA1} + t_{в,KL1} + t_{в,з,KT} + \Delta t_{KT} + \Delta t_{зап} - t_{в,KL2} - t_{с,р,KL1} \quad (13.1)$$

В этом расчетном выражении: t_0 — время отключения выключателя; $t_{в,KA1}$ — время возврата реле $KA1$; $t_{с,р,KL1}$, $t_{в,KL1}$ — время срабатывания и время возврата реле $KL1$; $t_{в,з,KT}$ — время возврата электромагнита реле KT ; Δt_{KT} — разброс выдержки времени реле KT ; $t_{в,KL2}$ — время возврата реле $KQC1$; $t_{зап}$ — время запаса.

Следует отметить допущение, которое принято при составлении временной диаграммы (рис. 13.8) и расчетного выражения (13.1): длительность процесса отключения тока КЗ выключателем, состоящего из нескольких последовательных операций (срабатывание электромагнита отключения, перемещение контактов и др.), равна времени отключения выключателя, известному из паспортных (заводских) данных для данного типа выключателя.

Кроме отмеченных функций резервирования отключения КЗ при отказе выключателя УРОВ выполняют также важную операцию ускорения и повышения надежности отключения КЗ, возникающих между выключателем и выносным ТТ (рис. 13.9, а). Это КЗ является внешним для релейной защиты линии. Дифференциальная защита шин, в зоне действия которой находится КЗ, отключила все выключатели данной системы или секции шин, но место повреждения получает питание с противоположной стороны линии $W1$. При этом дифференциальная защита шин продолжает удерживать команду на отключение, а сработавшие токовые реле УРОВ свидетельствуют о том, что ток КЗ продолжает проходить по линии $W1$. По указанным сигналам УРОВ через заданную выдержку времени осуществляет останов высокочастотного передатчика дифференциально-фазной защиты линии $W1$, что вызывает ее действие на отключение выключателя на противоположной стороне линии. При более сложных схемах первичных соединений шин, например при схемах с полтора или двумя выключателями на присоединение (рис. 13.9, б), в рассматриваемом случае выполняется действие УРОВ на останов

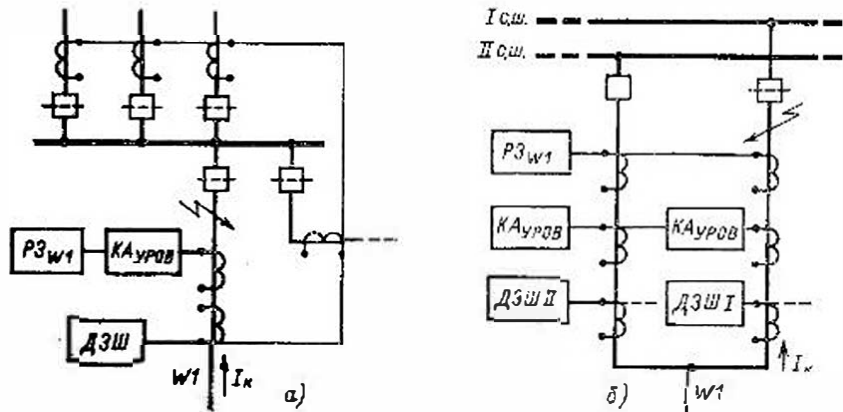


Рис. 13.9. Действие УРОВ при КЗ между выключателем и трансформатором тока передатчика дифференциально-фазной защиты и отключение второго выключателя данного присоединения. Таким образом, предотвращается обесточение обеих систем шин, при этом выдержки времени резервных защит на противоположных сторонах линий выбираются с учетом действия УРОВ.

13.3. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДАЛЬНОГО РЕЗЕРВИРОВАНИЯ

Выше отмечалось, что дальнейшее резервирование по сравнению с ближним имеет существенные недостатки, а именно: более низкие чувствительность, селективность и быстрдействие. Вместе с тем в современных условиях не представляется возможным отказаться от дальнего резервирования. Это объясняется тем, что, во-первых, большинство подстанций электрических сетей не имеет ближнего резервирования (дублирования защит и их цепей, УРОВ); во-вторых, в электроустановках, оборудованных ближним резервированием, еще имеют место тяжелые случаи развития повреждения, связанные с отказами двух защит, отказом одной защиты, когда другая находится в проверке, или одновременным отказом выключателя и УРОВ и др. В связи с этим актуальной является работа, проводимая в энергосистемах по повышению эффективности дальнего резервирования.

На рис. 13.10, а приведена схема размещения защит в электрической сети, содержащей линию $W2$ с ответвлениями к понижающим подстанциям A и B . В таких сетях применяется дополнительный комплект релейной защиты 3 , с характеристикой, направленной к шинам. В случае отказа релейной защиты или выключателя 1 при КЗ на линии $W1$ повреждение будет ликвидировано действием релейной защиты и выключателя 3 . В этом случае потребители подстанций A и B сохраняют питание. При действии в рассматриваемом случае релейной защиты и выключателя 2 при дальнем резервировании эти подстанции потеряли бы питание.

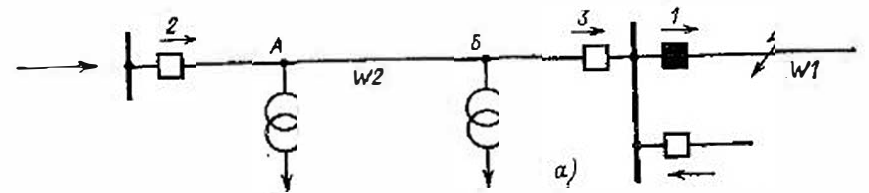


Рис. 13.10. Установка дополнительной защиты с характеристикой, направленной к шинам:

а — на линии, имеющей отпаечные подстанции; б — на транзитной линии с отпайкой

Следует также отметить, что при установке дополнительной релейной защиты 3 в ряде случаев улучшаются условия чувствительности. Так, при выборе сопротивления срабатывания этой защиты по условно отстройке от тока нагрузки из расчетного тока нагрузки для данной защиты (по сравнению с защитой 2) должен быть вычтен ток нагрузки подстанций A и B . С другой стороны, сопротивление, измеряемое при КЗ защитой 3 , по сравнению с сопротивлением, измеряемым защитой 2 , меньше на значение сопротивления линии $W2$. В результате этого чувствительность дополнительной релейной защиты 3 выше, чем у защиты 2 .

В схеме на рис. 13.10, б в случае отказа выключателя поврежденной линии $W1$ благодаря действию дополнительной резервной защиты 3 , сохраняется часть транзитной связи (между системами $C1$ и $C2$).

Для повышения эффективности дальнего резервирования применяется действие резервных защит трансформаторов (см. рис. 13.1) на секционирование шин отключением выключателя $Q13$ прежде, чем эти защиты подадут команду на отключение выключателей $Q9$ и $Q10$. В случае неотключаемого КЗ на линии $W1$ после отключения выключателя $Q5$ защита $T1$ с дополнительной выдержкой времени отключит выключатель $Q9$, а защита $T2$ вернется. Уставки защит $Q3$ и $Q1$ выбираются с учетом этого опережающего секционирования шин. В результате такого выполнения защит при рассматриваемом случае неотключаемого КЗ сохраняются в работе линии $W3$ и $W4$, а также половина подстанций.

Значительные затруднения по обеспечению чувствительности при дальнем резервировании имеют место при КЗ за шинами крупных электростанций и узловых подстанций с большой генерирующей или трансформаторной мощностью и большим числом отходящих линий. Часто шины 220—330 кВ таких электростанций и подстанций выполняются секционированными по соображениям надежности. Поэтому важно при наличии неотключаемого КЗ в этих узловых

ПРИЛОЖЕНИЕ

ОБОЗНАЧЕНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СХЕМ

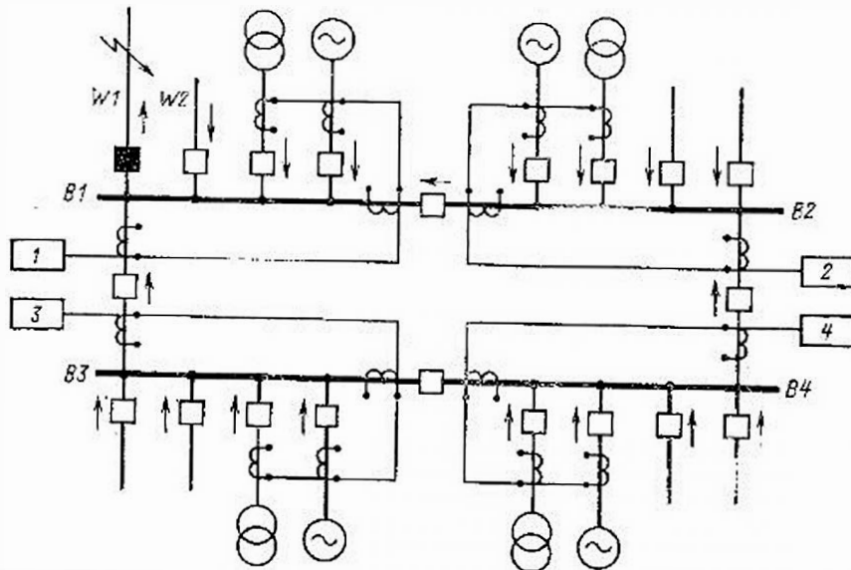


Рис. 13.11. Схема включения дополнительных защит для автоматического секционирования кольцевых шин электростанции

точках энергосистемы обеспечить по возможности выделение секций шин с поврежденным присоединением, на котором отказали защиты или выключатель. На рис. 13.11 показана схема соединений распределительного устройства 330 кВ крупной электростанции. Для осуществления функций дальнего резервирования на каждой секции шин установлена резервная защита, токовые цепи которой включены по неполной дифференциальной схеме. При КЗ на линии *W1* будет проходить ток повреждения за вычетом токов, проходящих по линиям *W1* и *W2*, исключенным из дифференциальной токовой цепи.

В качестве дополнительных защит обычно применяются направленные дистанционные (от междуфазных КЗ) и направленные токовые нулевой последовательности (от КЗ на землю). Правильный выбор дополнительной защитой секции с поврежденным присоединением обеспечивается, поскольку токи в защитах 2—4 направлены к шинам, а в защите 1 — от шин в линию (в условиях дальнего резервирования отключения КЗ на линии *W1* рассматривается отказ ее защит только с одной стороны линии).

После того как секция шин с поврежденным присоединением будет отделена своими выключателями (секционным и шинносоединительным) от неповрежденных шин электростанции, в работе сохранится большая часть генераторов и линий электропередачи, подключенных к шинам электростанции. В дальнейшем действием резервных защит генераторов и линий (с противоположных сторон), подключенных к выделенной секции шин с повреждением, осуществляется полная ликвидация КЗ.

- A* — усилитель функциональный на базе микросхем; шины подстанции
- AK* — комплект защиты
- AKB* — устройство блокировки; устройство блокировки при качаниях
- C* — емкость, конденсатор
- D* — логический элемент
- DN* — логический элемент сигнализации
- DT* — логический элемент времени
- DU* — логический элемент НЕ
- DX* — логический элемент И
- DW* — логический элемент ИЛИ
- DWU* — логический элемент ИЛИ-НЕ
- EA* — реагирующий элемент; нуль-орган; выходной элемент
- EL* — лампа осветительная
- F* — плавкий предохранитель
- FA* — плавкий предохранитель в цепях релейной защиты, автоматики, управления
- FN* — плавкий предохранитель в цепях сигнализации
- FQ* — плавкий предохранитель в цепях управления выключателем
- FV* — разрядник
- G* — аккумуляторная батарея
- GE* — генератор постоянного тока
- HL* — лампа сигнальная
- HLW* — лампа сигнальная с белой линзой
- K* — реле
- KA* — реле тока; токовая защита с независимой выдержкой времени
- KAT* — реле тока с быстронасыщающимся трансформатором; токовая защита с зависимой от тока выдержкой времени
- KAO* — реле тока нулевой последовательности; токовая защита нулевой последовательности
- KAW* — реле тока дифференциальной защиты с тормозным действием; максимальная токовая направленная защита
- KAZ* — фильтр тока
- KBS* — реле блокировки от многократных включений
- KBV* — блокировка от нарушения цепей напряжения
- KH* — реле указательное
- KI* — реле промежуточное
- KT* — реле времени
- KS* — реле сравнения фаз
- KV* — реле напряжения
- KVT* — реле напряжения прямого действия с выдержкой времени
- KYZ* — реле напряжения, подключенное к фильтру напряжения обратной последовательности
- KW* — реле направления мощности
- KZ* — реле сопротивления; дистанционная защита
- KQC* — реле положения «включено»
- L* — катушка индуктивности
- M* — электродвигатель

P — прибор
 PA — амперметр
 Pka — миллиамперметр
 PV — вольтметр
 Q — выключатель
 QA — выключатель шинно соединительный
 QB — выключатель секционный
 QR — отделитель
 QN — короткозамыкатель
 QS — разъединитель
 R — резистор
 RR — релле
 SA — ключ управления
 SAC — переключатель
 SB — кнопка управления
 SF — автоматический выключатель
 SQ — вспомогательный контакт выключателя
 SQS — вспомогательный контакт разъединителя
 SX — катушка
 T — трансформатор, автотрансформатор
 TA — трансформатор тока
 TAV — трансреактор
 TI — трансформатор промежуточный
 TLA — промежуточный насыщающийся трансформатор тока
 TLV — промежуточный насыщающийся трансформатор напряжения
 TS — стабилизатор
 TV — трансформатор напряжения
 VD — диод, тиристор, стабилитрон
 VS — выпрямительный мост
 VT — транзистор
 W — линия
 YA — электромагнит
 YAC — электромагнит включения
 YAT — электромагнит отключения
 X — реактивное сопротивление
 Z — полное сопротивление
 ZA2 — фильтр обратной последовательности
 ZV2 — фильтр напряжения обратной последовательности
 ZP — фильтр тока высших гармонических

1. Федосеев А. М. Релейная защита электрических систем. — М.: Энергия 1976. — 560 с.
2. Чернобровов Н. В. Релейная защита. — 4-е изд. — М.: Энергия, 1974. — 680 с.
3. Фабрикант В. Л. Основы теории построения измерительных органов релейной защиты и автоматики. — М.: Высшая школа, 1965. — 264 с.
4. Барзам А. Б. Общие вопросы учебного проектирования релейной защиты и автоматики. — М.: Энергия, 1969. — 312 с.
5. Шабал М. А. Защита трансформаторов распределительных сетей. — Л.: Энергоиздат, 1981. — 136 с.
6. Найфельд М. Р., Спеваков П. И. Сопротивления трансформаторов в режиме однофазного замыкания в сетях напряжением до 1000 В. — Промышленная энергетика, 1968, № 11, с. 10—12.
7. Лившиц Д. С. Нагрев проводников и защита предохранителями в электросетях до 1000 В. — М.: Энергия, 1967. — 71 с.
8. Голубев М. Л. Расчет уставок релейной защиты и предохранителей 0,4—35 кВ. — М.: Энергия, 1969. — 136 с.
9. Справочник по релейной защите/Под общ. ред. М. А. Берковича. — М.: Госэнергоиздат, 1963. — 512 с.
10. Беркович М. А. и Семенов В. А. Основы техники и эксплуатации релейной защиты. — 5-е изд. — М.: Энергия, 1971. — 584 с.
11. Голубев М. Л. Реле прямого действия. — М.: Энергия, 1966. — 68 с.
12. Гельфанд Я. С., Голубев М. Л., Царев М. И. Релейная защита и электроавтоматика на переменном оперативном токе. — М.: Энергия, 1973. — 280 с.
13. Жданов Л. С., Овчинников В. В. Электромагнитные реле тока и напряжения РТ и РН. — М.: Энергоиздат, 1981. — 72 с.
14. Овчинников В. В. Реле РНТ в схемах дифференциальных защит. — 2-е изд. — М.: Энергия, 1973. — 96 с.
15. Дроздов А. Д. Электрические цепи с ферромагнитными сердечниками в релейной защите. — М.: Энергия, 1965. — 240 с.
16. Дроздов А. Д., Платонов В. В. Реле дифференциальных защит элементов энергосистем. — М.: Энергия, 1968. — 200 с.
17. Использование детектора искажения формы дифференциального тока в защите с реле РНТ и ДЗТ/В. А. Аллилуев, А. С. Засыпкин, Г. П. Варганов и др. — Электрические станции, 1982, № 4, с. 65—66.
18. Какуюевский Л. И., Смирнова Т. В. Справочник реле защиты и автоматики. — 3-е изд. — М.: Энергия, 1972. — 344 с.
19. Жданов Л. С., Овчинников В. В. Реле времени типов ЭВ в РВМ. — М.: Энергия, 1969. — 56 с.
20. Реле защиты/В. С. Алексеев, Г. П. Варганов, Б. И. Панфилов и др. — М.: Энергия, 1976. — 464 с.
21. Вагин В. Н. Трансформаторы тока. — М.: Энергия, 1966. — 104 с.
22. Вагин В. Н. Трансформаторы напряжения и их вторичные цепи. — 2-е изд. — М.: Энергия, 1977. — 104 с.
23. Казанский В. Е. Трансформаторы тока в схемах релейной защиты. — 2-е изд. — М.: Энергия, 1969. — 184 с.
24. Кудрявцев А. А., Кузнецов А. П., Григорьев М. Н. Максимальная токовая защита с магнитными трансформаторами тока. — М.: Энергоиздат, 1981. — 56 с.
25. Королев Е. П., Либерзон Э. М. Расчеты допустимых нагрузок в токовых цепях релейной защиты. — М.: Энергия, 1980. — 208 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

26. Вавин В. Н., Голубев М. Л. Инструкция по проверке трансформаторов напряжения и их вторичных цепей. — 2-е изд. — М.: Союзтехэнерго, 1979. — 80 с.

27. Правила устройства электроустановок ПУЭ-76, разд. III. — М.: Энергоиздат, 1981. — 80 с.

28. Гумин И. Я., Гумин М. И., Устинов В. Ф. Вторичные схемы электрических станций и подстанций. — М.: Энергия, 1964. — 176 с.

29. Борушман В. А., Кулавыкин А. Н. Определение места повреждения изоляции оперативного постоянного тока. — Электрические станции, 1982, № 7, с. 58—60.

30. Руководящие указания по релейной защите: Поперечная дифференциальная защита линий 35—220 кВ. — М.: Энергия, 1970. — 56 с.

31. Руководящие указания по релейной защите: Дистанционная защита линий 35—330 кВ. — М.: Энергия, 1966. — 172 с.

32. Руководящие указания по релейной защите: Дистанционная защита линий 35—330 кВ (дополнение). — М.: Энергия, 1968. — 16 с.

33. Беркович М. А., Комаров А. Н., Семенов В. А. Основы автоматизации энергосистем. — 2-е изд. — М.: Энергоиздат, 1981. — 433 с.

34. Руководящие указания по релейной защите: Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110—500 кВ. Расчеты. — М.: Энергия, 1980. — 88 с.

35. Табаман Г. Б., Сотник Е. Я. Использование указательных реле для сигнализации однофазных замыканий на землю в сетях с малым током замыкания на землю. — Промышленная энергетика, 1971, № 2, с. 40—41.

36. Руководящие указания по релейной защите: Дифференциально-фазная высокочастотная защита линий 110—330 кВ. — М.: Энергия, 1972. — 112 с.

37. Методические указания по владке и эксплуатации дифференциально-фазных защит ДФЗ-504 и ДФЗ-201. — М.: Союзтехэнерго, 1982. — 93 с.

38. Байтер И. И. Релейная защита и автоматика питающих элементов собственных нужд тепловых электростанций. — 2-е изд. — М.: Энергия, 1975. — 120 с.

39. Руководящие указания по релейной защите: Защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов. — М.: Госэнергоиздат, 1962. — 120 с.

40. Методические указания по владке и проверке дифференциальной защиты ДЗТ-21, ДЗТ-23. — М.: Союзтехэнерго, 1981. — 80 с.

41. Методика калалки защиты ротора генератора от перегрузки РЗР-1М. — М.: Союзтехэнерго, 1980. — 36 с.

42. Байтер И. И. Защита и АВР электродвигателей собственных нужд. — М.: Энергия, 1972. — 94 с.

43. Ковалевский И. В. Релейная защита электродвигателей напряжением 1000 В. — 2-е изд. — М.: Энергия, 1977. — 105 с.

44. Руководящие указания по релейной защите: Устройство резервирования при отказе выключателей 35—500 кВ. — М.: Энергия, 1966. — 48 с.

Предисловие 3

Введение 4

 В.1. Назначение релейной защиты 4

 В.2. Основные требования к релейной защите 5

 В.3. Изображение схем релейной защиты на чертежах 6

 В.4. Основные органы релейной защиты 8

Глава первая. Векторные диаграммы. Короткие замыкания в электрических системах

 1.1. Некоторые сведения о сетях постоянного тока 11

 1.2. Векторные диаграммы 13

 1.3. Повреждения и аварии в различных режимах работы в энергосистемах

 1.3.1. Расчет трехфазного короткого замыкания 22

 1.3.2. Расчет двухфазного короткого замыкания 27

 1.3.3. Расчет однофазного короткого замыкания 27

 1.3.4. Расчет несимметричных коротких замыканий 36

Глава вторая. Защита предохранителями и автоматическими выключателями

 2.1. Принцип действия и область применения предохранителей 37

 2.2. Выбор предохранителей 39

 2.3. Автоматические воздушные выключатели 45

 2.4. Выбор автоматических выключателей 46

 2.5. Защитные характеристики автоматических выключателей 48

 2.6. Согласование релейной защиты с предохранителями защищаемыми трансформаторы 50

Глава третья. Реле

 3.1. Общие сведения 51

 3.2. Принцип действия электромагнитных реле 51

 3.3. Принцип действия индукционных реле 54

 3.4. Классификация электрических реле 55

 3.5. Вторичные реле прямого действия 56

 3.6. Вторичные реле тока, напряжения и мощности косвенного действия

 3.6.1. Реле тока 60

 3.6.2. Реле напряжения 81

 3.6.3. Реле мощности 90

 3.7. Реле времени, промежуточные и указательные реле 99

 3.8. Полупроводниковые реле 99

 3.9. Принцип действия магнитоэлектрических реле 100

 3.10. Принцип действия реле удлинителя 100

Глава четвертая. Измерительные трансформаторы. Фильтры симметричных составляющих

 4.1. Назначение измерительных трансформаторов 10

 4.2. Трансформаторы напряжения 10

 4.3. Емкостные делители напряжения 11

 4.4. Трансформаторы тока 11

 4.5. Выбор трансформаторов тока 12

 4.6. Кабели для трансформаторов тока с кольцевыми сердечниками 13

 4.7. Магнитные трансформаторы тока 13

 4.8. Фильтры симметричных составляющих 13

Глава пятая. Оперативный ток

 5.1. Общие сведения 13

 5.2. Постоянный оперативный ток 14

 5.3. Переменный оперативный ток 14

Глава шестая. Максимальная токовая защита			
6.1. Принцип действия защиты	150	10.5. Защита максимального напряжения	316
6.2. Размещение максимальной токовой защиты	152	10.6. Расчет тока и остаточного напряжения при самозапуске	320
6.3. Схемы включения пусковых органов максимальной токовой защиты	155	10.7. Защита электродвигателей 63—10 кВ от замыканий на землю	322
6.4. Схемы максимальной токовой защиты	159	10.8. Защита асинхронных электродвигателей напряжением до 500 В	323
6.5. Ток срабатывания пусковых токовых реле максимальной токовой защиты	162	10.9. Особенности защиты синхронных электродвигателей	325
6.6. Особенности расчета максимальной токовой защиты с дежурным отключением отключающих катушек выключателей	165	Глава однадцатая. Особенности защиты линий и трансформаторов, подключенных к линиям без выключателей на стороне высшего напряжения	
6.7. Выдержка времени максимальной токовой защиты	166	11.1. Защита трансформаторов, не имеющих выключателей на стороне высшего напряжения	326
6.8. Максимальная токовая защита с блокировкой минимального напряжения	169	11.2. Автоматика отключения отключателя	332
6.9. Токвая отсечка	171	11.3. Дополнительные защиты трансформаторов на двухтрансформаторных подстанциях	336
6.10. Максимальная токовая защита от однофазных коротких замыканий в сети с заземленными нулевыми точками трансформаторов	174	11.4. Дифференциально-фазная высокочастотная защита на линиях с ответвлениями	337
6.11. Максимальная токовая защита с магнитными трансформаторами тока	176	Глава двенадцатая. Защита шин	
Глава седьмая. Защита воздушных и кабельных линий электропередачи		12.1. Назначение защиты шин	340
7.1. Назначение и основные виды защиты	181	12.2. Дифференциальная защита шин	340
7.2. Максимальная направленная защита	181	12.3. Защита шин генераторного напряжения	352
7.3. Продольная дифференциальная защита	186	Глава тринадцатая. Резервирование отказов в действии релейной защиты и выключателей	
7.4. Токовая поперечная дифференциальная защита двух параллельных линий	190	13.1. Общие сведения	355
7.5. Направленная поперечная дифференциальная защита двух параллельных линий	192	13.2. Схемы устройства резервирования при отказе выключателей	356
7.6. Дистанционная защита	195	13.3. По вышенне эффективности дальнейшего резервирования	367
7.7. Защита от однофазных замыканий на землю	212	Приложение	369
7.8. Дифференциально-фазная высокочастотная защита	219	Список литературы	
Глава восьмая. Защита трансформаторов и автотрансформаторов			
8.1. Назначение и основные типы защиты трансформаторов и автотрансформаторов	232		
8.2. Дифференциальная защита	233		
8.3. Токвая отсечка	253		
8.4. Газовая защита	254		
8.5. Защита от сверхтоков	258		
8.6. Защита от перегрузки	263		
Глава девятая. Защита синхронных генераторов			
9.1. Повреждения и ненормальные режимы работы генераторов. Типы защит генераторов	265		
9.2. Продольная дифференциальная защита	267		
9.3. Поперечная дифференциальная защита	270		
9.4. Защита от однофазных замыканий на землю	271		
9.5. Токвые защиты от внешних коротких замыканий и перегрузки	277		
9.6. Защита с реле сопротивления от внешних симметричных КЗ	290		
9.7. Защита от повышения напряжения	291		
9.8. Защита цепи возбуждения от замыканий на землю	291		
9.9. Защита ротора от перегрузки	297		
9.10. Особенности защиты блока генератор—трансформатор	300		
9.11. Защита генераторов малой мощности	308		
9.12. Особенности защиты синхронных компенсаторов	310		
Глава десятая. Защита электродвигателей			
10.1. Характеристики асинхронных электродвигателей и приводных механизмов	311		
10.2. Повреждения и ненормальные режимы работы электродвигателей. Типы защит	312		
10.3. Защита от многофазных коротких замыканий	314		
10.4. Защита от перегрузки	315		

Энергоатомиздат готовит к изданию в 1985 году следующие книги:

Михаил Арнольдович Беркович
Владлен Владимирович Молчанов
Владимир Александрович Семенов

ОСНОВЫ ТЕХНИКИ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Редактор В. В. Овчинников
Редактор издательства Н. В. Ольшанская
Художественный редактор В. А. Гозак-Хозак
Технический редактор А. С. Давыдова
Корректор Л. С. Тимохова

ИБ № 3139

Сдано в набор 24.01.84. Подписано в печать 29.04.84. Т-11203.
Формат 60×90^{1/8}. Бумага типографская № 1. Гарнитура литературная. Печать высокая. Усл. печ. л. 23,5. Усл. кр.-отт. 23,5.
Уч.-изд. л. 24,23. Тираж 30 000 экз. Заказ 29. Цена 1 р. 60 к.

Энергоатомиздат, 113114, Москва, М-114, Шлюзовая каб., 10

Ленинградская типография № 6 ордена Трудового Красного Знамени Ленинградского объединения «Техническая книга» им. Евгения Соколовой Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательства, полиграфии и книжной торговли.
193144, г. Ленинград, ул. Моисеева, 10.

Темкина Р. В. Измерительные органы релейной защиты и автоматики на базе микроэлектроники. — М.: Энергоатомиздат, 1985 (IV кв.). — 14,5 л. ил. — 15 000 экз.

Рассмотрены вопросы выполнения измерительных органов релейной защиты на основе интегральных операционных усилителей. Описаны методы построения, расчета и оценки основных характеристик активных фильтров симметричных составляющих, частотно-зависимых функциональных элементов устройств. Приведены принципиальные схемы измерительных органов тока, сопротивления и направления мощности. Большое внимание уделено чувствительности активных цепей.

Для инженерно-технического персонала энергосистем и специалистов проектных институтов, работающих в области релейной защиты.

Федоров Э. К., Шнейерсон Э. М. Панель дистанционной защиты ПДЭ-2001 (ДЗ-751). — М.: Энергоатомиздат, 1985 (II кв.). — 7 л. ил. — (5-ка электромонтера). — 20 000 экз.

Рассмотрены принципы выполнения и методы проверки и наладки панелей новой дистанционной защиты линий электропередачи 300—750 кВ, выполненной с применением интегральной элементной базы. Панель серийно выпускается промышленностью и заменяет панель типа ДЗ-503. Подробно рассмотрены принципы действия основных узлов панели, в том числе измерительных органов, устройства блокирования при качаниях, устройства функционального контроля и даны рекомендации по их настройке. Приведены технические характеристики элементной базы панели.

Для электромонтеров и мастеров наладочных и эксплуатирующих организаций обслуживающих устройства релейной защиты и автоматики.

Руководящие указания по релейной защите: Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110—500 кВ. Выпуск 13А. Схемы. — М.: Энергоатомиздат, 1985 (IV кв.). — 17 л. ил. 1 р. — 20 000 экз.

Рассмотрены схемы релейной защиты на постоянном оперативном токе двух-трехмотовных трансформаторов мощностью 10 МВ·А и более с высшим напряжением 110 и 220 кВ и автотрансформаторов мощностью 63 МВ·А и более с высшим напряжением 220 и 500 кВ понижающих подстанций, внедряемые в практику проектирования и эксплуатации энергосетей проектами. Защита выполнена на выпускаемом и в настоящее время сохранившимися заводами релейном оборудовании.

Для инженерно-технических работников, занимающихся проектированием и эксплуатацией релейной защиты, а также аспирантов и студентов электроэнергетических специальностей.

Руководящие указания по релейной защите: Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110—500 кВ. Выпуск 13Б. Расчеты. — М.: Энергоатомиздат, 1985 (IV кв.). — 17 л., ил. 1 р. — 20 000 экз.

Рассмотрены принципы и методика расчета параметров срабатывания релейной защиты на постоянном оперативном токе двух- и трехобмоточных трансформаторов мощностью 10 МВ·А и более с высшим напряжением 110 и 220 кВ и автотрансформаторов мощностью 63 МВ·А и более с высшим напряжением 220 и 500 кВ понижающих подстанций, внедряемые в практику проектирования и эксплуатации Энергосеть-проектом.

Для инженерно-технических работников, занимающихся проектированием и эксплуатацией релейной защиты, а также аспирантов и студентов электроэнергетических специальностей.

Предварительные заказы на эти книги Вы можете оформить в местных книжных магазинах, распространяющих научно-техническую литературу.