

СРЕДНЕЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ

Э. А. Киреева
С. А. Цырук

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

ЭНЕРГЕТИКА

ACADEMA



УЧЕБНИК

Э. А. КИРЕЕВА, С. А. ЦЫРУК

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

УЧЕБНИК

Рекомендовано

*Федеральным государственным учреждением
«Федеральный институт развития образования»
в качестве учебника для использования в учебном процессе
образовательных учреждений, реализующих программы
среднего профессионального образования по специальности
«Электрические станции, сети и системы»*

*Регистрационный номер рецензии 47
от 12 марта 2010 г. ФГУ «ФИРО»*



Москва
Издательский центр «Академия»
2010

УДК 621.31(075.32)
ББК 31.27-05я723
К43

Рецензенты:

ректор Института повышения квалификации энергетиков

д-р техн. наук, проф. *О. А. Терешко*;

зам. начальника кафедры систем электроснабжения ракетных комплексов

ВА РВСН им. Петра Великого, канд. техн. наук *В. В. Зорин*

Киреева Э. А.

К43 Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем : учебник для студ. учреждений сред. проф. образования / Э. А. Киреева, С. А. Цырук. — М. : Издательский центр «Академия», 2010. — 288 с.

ISBN 978-5-7695-5896-2

Рассмотрены схемы, принципы действия, области применения токовых защит и расчеты их уставок. Приведены основные сведения о дистанционных и высокочастотных защитах, защитах трансформаторов, двигателях, шинах и линиях. Описаны схемы и принцип действия автоматического повторного включения, автоматического выключения резерва, автоматической частотной разгрузки и частотного автоматического повторного включения, а также микропроцессорных устройств защиты.

Для студентов учреждений средних профессиональных учебных заведений.

УДК 621.31(075.32)

ББК 31.27-05я723

*Оригинал-макет данного издания является собственностью
Издательского центра «Академия», и его воспроизведение любым
способом без согласия правообладателя запрещается*

© Киреева Э. А., Цырук С. А., 2010

© Оформление и издательский центр «Академия», 2010

ISBN 978-5-7695-5896-2

© Оформление. Издательский центр «Академия», 2010

ПРЕДИСЛОВИЕ

Релейная защита является важнейшей и наиболее ответственной составной частью автоматизации, применяемой в современных энергетических системах. Она осуществляет автоматическую ликвидацию повреждений и аномальных режимов в электрической части энергосистем, обеспечивая их надежную работу.

В настоящее время релейная защита приобретает все большее значение в связи с ростом мощностей электростанций, повышением напряжения электрических сетей. Происходит постепенный переход релейной защиты и автоматики на микропроцессорную базу.

Дальнейшее совершенствование релейной защиты и автоматики пойдет по пути более широкого использования цифровой техники. Ее преимуществом является возможность фиксации параметров, определяющих действие релейной защиты и автоматики в доверительном и аварийном режимах, с последующей передачей сведений на пункты диспетчерской связи.

В настоящем учебнике нашли отражение классические и современные устройства релейной защиты и автоматики, которые успешно эксплуатируются в энергосистемах России.

При написании данного учебника авторы использовали свой многолетний опыт преподавания аналогичной дисциплины в Московском энергетическом институте (Техническом университете), а также свои книги и статьи по релейной защите, автоматике и телемеханике.

В учебнике освещены основные вопросы и характерные особенности релейной защиты и автоматики электроэнергетических систем и промышленных систем электроснабжения. Значительное внимание уделено микропроцессорной релейной защите и быстродействующим устройствам автоматики.

ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВР	— автоматическое включение резерва
АГП	— автомат гашения поля
АД	— асинхронный двигатель
АПВ	— автоматическое повторное включение
АЧР	— автоматическая частотная разгрузка
БАВР	— быстродействующий АВР
БП	— блок питания
БПН	— блок питания напряжением
БПНС	— блок питания напряжением стабилизированный
БПТ	— блок питания токовый
ВЛ	— воздушная линия
ВН	— высокое напряжение
ВЧ	— высокая частота
ГВЧ	— генератор ВЧ
ГПП	— главная понижительная подстанция
ДГР	— дутогасящий реактор
ДО	— дистанционный орган (измерительный)
ДТЗ	— дифференциальная токовая защита
ЗРУ	— закрытое распределительное устройство
ИМС	— интегральная микросхема
ИО	— измерительный орган
ИОН	— измерительный орган напряжения
ИОТ	— измерительный орган тока
ИСП	— источник стабилизированного питания
КЗ	— короткое замыкание
КРУ	— комплектное распределительное устройство
ЛО	— логический орган
МДС	— магнитодвижущая сила
МОТЗ	— максимальная однофазная токовая защита
МТЗ	— максимальная токовая защита
НН	— низкое напряжение
НТТ	— насыщающийся трансформатор тока
ОВД	— обмотка возбуждения двигателя
ПА	— противоаварийная автоматика
ПВЧ	— приемник ВЧ
ПОН	— пусковой орган напряжения
ПС	— подстанция
ПТТ	— промежуточный ТТ
ПУЭ	— правила устройства электроустановок
РЗ	— релейная защита
РП	— распределительный пункт

РС	— реле сопротивления
СД	— синхронный двигатель
СШ	— сборные шины
ТАПВ	— трехфазное АПВ
ТН	— трансформатор напряжения
ТНП	— трансформатор тока нулевой последовательности
ТО	— токовая отсечка
ТТ	— трансформатор тока
ТТФ	— трехтрансформаторный фильтр
ТЭЦ	— теплоэлектроцентраль
УО	— управляющий орган
УРОВ	— устройство резервирования отката выключателя
УСЗ	— устройство сигнализации замыканий
ЧАПВ	— частотное АПВ
ЧЭАЗ	— Чебоксарский электромашинный завод
ЭДС	— электродвижущая сила
ЭС	— электрическая система

ПОВРЕЖДЕНИЯ И АНОРМАЛЬНЫЕ РЕЖИМЫ РАБОТЫ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

1.1. Общие сведения

В электроэнергетических системах могут возникать как повреждения, так и аномальные режимы работы.

Повреждения являются аварийными режимами, они могут привести к появлению значительных токов и глубокому понижению напряжения на шинах электростанций и подстанций. Ток повреждения может вызвать разрушение в месте повреждения и опасный нагрев проводов. Понижение напряжения нарушает нормальную работу потребителей электроэнергии и устойчивость параллельной работы электростанций энергосистемы [14].

Аномальные режимы не являются аварийными, так как они обычно приводит лишь к отклонению напряжения, тока и частоты от допустимых значений. При понижении частоты и напряжения создается опасность нарушения нормальной работы потребителей и устойчивости энергосистемы, а повышение напряжения и тока может привести к повреждению оборудования.

Для уменьшения разрушений в месте повреждения и обеспечения нормальной работы неповрежденной части энергосистемы необходимо быстрое отключение поврежденного участка.

Опасных последствий аномальных режимов можно избежать за счет своевременного принятия соответствующих мер к их устранению (например, снижения тока при его увеличении), а при необходимости — отключения электрооборудования, если сложившийся режим будет для него неопустим.

На возникновение повреждений и аномальных режимов реагирует релейная защита, которая выявляет их и действует при повреждениях на отключение, а при аномальных режимах — на сигнал или на отключение. Таким образом, релейная защита является основным видом электрической автоматики, без которой невозможна нормальная работа энергосистем и электрических сетей.

1.2. Виды повреждений

Основным видом повреждений линий являются короткие замыкания (КЗ). Причинами возникновения КЗ могут быть нарушения изоляции электрооборудования вследствие ее износа или перенапряжений, ошибочные действия оперативного персонала, перекрытия изоляторов при их загрязнении, нарушение изоляции животными и птицами и др.




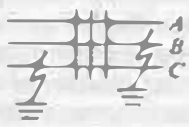
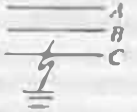
Возможные виды замыканий приведены в табл. 1.1

При *трехфазном КЗ* все три фазы замыкаются между собой в одной точке. Точка трехфазного КЗ обозначается $K^{(3)}$. Токи, напряжения, мощности, относящиеся к трехфазному КЗ, обозначаются соответственно $I^{(3)}$, $U^{(3)}$, $S^{(3)}$. Трехфазное КЗ — наиболее тяжелый вид повреждений, вызывающий появление наибольших токов КЗ. Поэтому трехфазное КЗ является расчетным при определении максимального тока КЗ.

При *двухфазном КЗ* происходит замыкание двух фаз между собой. Точка двухфазного КЗ обозначается $K^{(2)}$. Токи, напряжения,

Таблица 1.1

Виды замыканий

Схема	Вид замыкания
	Трехфазное КЗ
	Двухфазное КЗ
	Двухфазное КЗ на землю
	Двойное замыкание на землю
	Однофазное короткое замыкание на землю Однофазное замыкание на землю

мощности, относящиеся к двухфазному КЗ, обозначаются соответственно $I^{(2)}$, $U^{(2)}$, $S^{(2)}$. Токи двухфазного КЗ содержат только составляющие прямой и обратной последовательностей.

При *двухфазном КЗ на землю* замыкание двух фаз между собой сопровождается замыканием точки повреждения на землю (в системах с заземленной нейтралью). Точка двухфазного КЗ на землю обозначается $K^{(1,1)}$. Токи, напряжения, мощности, относящиеся к двухфазному КЗ на землю, обозначаются соответственно $I^{(1,1)}$, $U^{(1,1)}$, $S^{(1,1)}$. Токи двухфазного КЗ на землю содержат составляющие прямой, обратной и нулевой последовательностей. Двухфазное КЗ на землю является наиболее тяжелым после трехфазного КЗ для устойчивости энергосистемы и потребителей электроэнергии.

Двойное замыкание на землю является следствием длительной работы сети с однофазным замыканием на землю. Замыкание на землю еще одной фазы в другой точке сети возникает из-за повышенных (до межфазных) значений напряжений неповрежденных фаз относительно земли.

При *однофазном КЗ* происходит замыкание одной из фаз на землю или на нулевой провод. Точка однофазного КЗ обозначается $K^{(1)}$. Токи, напряжения, мощности, относящиеся к однофазному КЗ, обозначаются соответственно $I^{(1)}$, $U^{(1)}$, $S^{(1)}$. Токи однофазного КЗ имеют составляющие прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Встречаются и другие виды КЗ, связанные с обрывом проводов и одновременными замыканиями проводов различных фаз.

Трехфазное КЗ является симметричным, поскольку при этом все три фазы оказываются в одинаковых условиях. Все остальные виды КЗ являются несимметричными, так как фазы не остаются в одинаковых условиях, а системы токов и напряжений получают искажениями.

Трехфазные КЗ возникают сравнительно редко (5 % общего числа КЗ).

Наиболее часто встречаются *однофазные замыкания на землю*. На их долю приходится до 65 % общего числа замыканий. Как известно, сети напряжением 6, 10, 20 и 35 кВ работают с изолированной нейтралью или с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор (ДГР), обладающий большим индуктивным сопротивлением. Работа сети с изолированной нейтралью считается допустимой, если ток в месте замыкания на землю в сетях напряжением 6, 10, 20 и 35 кВ не превышает соответственно 30, 20, 15 и 10 А. При больших токах нейтраль заземляют через ДГР.

Ток однофазного замыкания на землю обусловлен емкостями фаз относительно земли. Напряжение замкнувшейся фазы относительно земли в связи с малым током замыкания на землю

можно считать в любой точке сети равным нулю. Ток замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью содержит составляющие прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Вероятность возникновения того или иного вида КЗ различна. В сети с глухозаземленной нейтралью (110 кВ и выше) в месте замыкания проходит большой ток КЗ. В сети с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью ток однофазного замыкания на землю имеет небольшие значения, определяемые емкостью проводов сети относительно земли.

В месте КЗ возникает, как правило, электрическая дуга, сопротивлением которой при расчетах токов повреждения обычно пренебрегают. В случае необходимости сопротивление дуги может быть учтено в соответствии с приближенным выражением [14]

$$R_d = 1050 \frac{l_d}{I_d},$$

где l_d — длина дуги, м; I_d — ток дуги, А.

1.3. Анормальные режимы

К анормальным режимам относятся: перегрузки оборудования; повышение напряжения сверх допустимого значения; качания, возникающие при нарушении синхронной работы генераторов электростанции энергосистемы; асинхронный режим синхронного генератора без возбуждения (например, при отключении автомата защиты поля).

Наиболее часто встречающимся анормальным режимом является перегрузка электрооборудования, вызванная протеканием сверхтока, т.е. тока, превышающего номинальный. Перегрузка имеет место при технологических процессах производства в послепартийных режимах, при расширении производства и росте нагрузок, при профилактических и ремонтных работах. При перегрузке происходит дополнительный нагрев электрооборудования, что приводит к ускоренному старению изоляции токоведущих частей. Для предупреждения повреждения оборудования при его перегрузке необходимо принять меры к его разгрузке или (при необходимости) отключению.

Опасной для изоляции оборудования повышение напряжения может возникнуть, например, при одностороннем отключении или включении длинной линии высокого напряжения с большой емкостной проводимостью. Ликвидация опасных повышений напряжения в сетях сверхвысокого напряжения осуществляется с помощью специальной автоматики.

Качание — очень опасный аномальный режим, отражающийся на работе всей энергосистемы. По характеру изменения тока и напряжения качания похожи на КЗ. Большинство устройств релейной защиты (РЗ) могут отключать защищаемые линии при качаниях. Однако эти отключения носят частичный характер, что может привести к частичному или полному нарушению электроснабжения потребителей.

При асинхронном режиме, как правило, возникает пульсация тока статора генераторов, что для некоторых типов генераторов является недопустимым, особенно при длительной работе в таком режиме.

Контрольные вопросы

1. Какие повреждения могут возникать в электроэнергетических системах?
2. Какие аномальные режимы могут иметь место в электроэнергетических системах?
3. Чем отличаются аномальные режимы от аварийных?
4. Какими бывают дуговые КЗ?
5. Какие КЗ являются симметричными?
6. Какие последствия имеет перегрузка электрооборудования?

Глава 2

ПРИНЦИПЫ ВЫПОЛНЕНИЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ. ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИЕ РЕЛЕ

2.1. Общие принципы выполнения релейной защиты

Основными элементами при реализации защит являются специальные аппараты, получившие название «реле». Защита, выполненная с использованием реле, называется *релейной защитой*.

В технике РЗ под реле понимается автоматически действующий аппарат, предназначенный для того, чтобы при заданном значении воздействующей величины, характеризующей определенное внешнее явление, производить скачкообразное изменение в управляемых системах (как правило, в электрических цепях управления или сигнализации). На реле, используемые в технике РЗ, воздействуют, как правило, электрические величины, поэтому такие реле называются электрическими.

Структурная схема РЗ содержит следующие основные органы (рис. 2.1):

- измерительный орган (ИО), непрерывно контролирующий состояние защищаемого объекта и определяющий условия срабатывания (или несрабатывания) в соответствии со значениями параметров электрических сигналов, поступающих на его вход от измерительных преобразователей (ПИ) (трансформаторов тока, напряжения);

- логический орган (ЛО), принимающий от ИО дискретные сигналы, формирующий логические сигналы и подающий выходные сигналы о срабатывании РЗ на управляющий орган (УО);

- управляющий (исполнительный) орган, формирующий на основе сигнала ЛО управляющее воздействие на исполнитель Q защищаемого объекта.



Рис. 2.1. Структурная схема РЗ

Измерительным органом РЗ являются измерительные реле, которые по роду величины, вызывающей срабатывание, подразделяются на реле тока, напряжения, мощности, частоты и т. д.

Если измерительное реле предназначено для срабатывания при возрастании воздействующей величины, то оно называется максимальным; если же реле должно срабатывать при снижении воздействующей величины, то оно называется минимальным.

По способу подключения воспринимающей части реле к защищаемому объекту реле подразделяются на вторичные, воспринимающая часть которых включается в цепь защищаемого объекта через измерительные трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН), и первичные, у которых воспринимающая часть включается в цепь защищаемого объекта непосредственно. Вторичные реле изолированы от высокого напряжения (ВН) с помощью ТТ и ТН, располагаются в удобном для обслуживания месте на безопасном расстоянии от оборудования ВН. В этом заключается их преимущество.

Логическим органом РЗ являются логические реле, называемые вспомогательными, в отличие от измерительных реле, которые считаются основными. К логическим реле относятся логические элементы, элементы времени (реле времени), сигнальные элементы (указательные реле).

Источник стабилизированного питания (ИСП) необходим для приведения в действие ЛО и УО, а также для питания ИО.

В контактных схемах в качестве исполнительных элементов для усиления выходных сигналов и размножения сигналов используются промежуточные электрохимические реле, способные замыкать цепь с током до 5...10 А электромагнитов отключения выключателей.

В РЗ используются четыре элементных базы: электрохимическая, полупроводниковая, интегральная и микропроцессорная, каждая из которых имеет свою область применения.

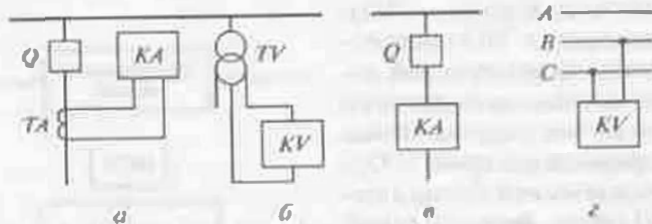


Рис. 2.2. Способы включения вторичных (а, б) и первичных (в, г) реле: КА — реле тока; КВ — реле напряжения; ТА — трансформатор тока; ТН — трансформатор напряжения; Q — выключатель.

Релейные защиты подразделяются на основные и резервные. Основной называется защита, предназначенная для работы при всех видах КЗ или части из них в пределах всего защищаемого элемента со временем, меньшим, чем у других установленных защит. Резервной называется защита, предусматриваемая для работы вместо основной защиты данного элемента при ее отказе или выводе из работы, а также вместо защит смежных элементов при их отказе или отказах выключателей смежных элементов.

Реле реагируют на электрические и неэлектрические величины. Последние косвенным образом характеризуют появление повреждений или аномальных режимов.

Исполнительные реле, реагирующие на электрические величины, можно подразделить на три группы:

- реле, реагирующие на одну электрическую величину (ток или напряжение);
- реле, реагирующие на две электрические величины (ток и напряжение сети или два напряжения U_1 и U_{11} , каждое из которых является линейной функцией тока и напряжения сети);
- реле, реагирующие на три электрических величины или более (например, три тока и три напряжения сети или несколько напряжений, представляющих собой линейные функции токов и напряжения сети).

К первой группе относятся реле тока и реле напряжения, ко второй — однофазные реле (мощности, сопротивления и некоторые другие), к третьей — трехфазные реле мощности, многофазные реле сопротивления и другие устройства.

Способы включения вторичных и первичных реле показаны на рис. 2.2.

Параметры РЗ на примере токовой защиты (рис. 2.3):

- ток срабатывания защиты $I_{сз}$ — минимальный ток в фазах защищаемого элемента, при котором защита срабатывает;
- ток срабатывания реле $I_{ср}$ — ток, проходящий в катушку реле при первичном токе, соответствующем току срабатывания защиты;
- ток возврата защиты $I_{вз}$ — максимальный ток в фазах защищаемого элемента, при котором защита приходит в исходное состояние;
- ток возврата реле $I_{вр}$ (соответствующий $I_{вз}$) — ток, протекающий через катушку реле, когда защита приходит в исходное состояние;
- коэффициент возврата $k_{в} = I_{вр}/I_{ср} = I_{вз}/I_{сз} = 0,80 \dots 0,85$.



Рис. 2.3. Ток срабатывания защиты и ток срабатывания реле

2.2. Изображение реле и их контактов на принципиальных схемах релейной защиты

Принципиальные схемы РЗ выполняются разнесенными, т. е. на них отдельно изображаются цепи измерительных органов, оперативного тока и цепи сигнализации. Различные элементы реле защиты (например, обмотка и контакты) оказываются при этом изображенными на разных схемах или в различных частях одной и той же схемы.

Положение контактов реле, а также контактов других коммутационных аппаратов на принципиальных схемах РЗ соответствует обеспеченному состоянию аппарата. Контакты классифицируют по выполняемым ими функциям в электрических цепях при переходе реле из обесточенного состояния в токовое состояние, обусловленное подачей на реле достаточного по значению управляющего воздействия.

В технике РЗ различают контакты:

- замыкающие без выдержки времени, с выдержкой времени на замыкание, с выдержкой времени на размыкание, с выдержкой времени на замыкание и размыкание;
- размыкающие с теми же временными характеристиками;
- переключающие.

Изображения реле и их контактов даны в табл. 2.1.

Таблица 2.1

Изображения реле и их контактов

Наименование	Обозначение
Обмотка реле	
Контакты замыкающие:	
без выдержки времени	
с выдержкой времени:	
на замыкание	
на размыкание	
на размыкание и замыкание	
Контакты размыкающие:	
без выдержки времени	

Окончание табл. 2.1

Наименование	Обозначение
с выдержкой времени:	
на размыкание	
на замыкание	
на размыкание и замыкание	
Контакты переключающие	
Контакты переключающие без размыкания цепи	
Контакты замыкающие и размыкающие без самозащита	
Контакты замыкающие коротковременно (импульсные)	
Контакты замыкающие и размыкающие путевого выключателя	

Схемы устройств РЗ на чертежах бывают принципиальными, структурными, функциональными и монтажными.

Принципиальная схема показывает принцип действия РЗ или комплекта РЗ. На ней изображаются все реле и связи между ними. Контакты реле показываются на схемах в положении, соответствующем отсутствию тока в обмотках реле. Реле разных типов обозначаются латинскими буквами по международному стандарту следующим образом: реле тока — *KI*, реле напряжения — *KV*; реле времени — *KT*, промежуточные реле — *KL*; указательное реле — *KN*; реле мощности — *KW*; реле частоты — *KF* и т. д.

Структурные схемы показывают блоки, из которых состоит устройство и определяют взаимосвязь этих блоков с указанием последовательности их действия.

Функциональные схемы являются более детальными, чем структурные. Они показывают, из каких органов состоит устройство РЗ.

Монтажные схемы предназначены для выполнения монтажных работ.

2.3. Общие сведения об электромеханических реле

Отечественная промышленность выпускает электромеханические реле, работа которых базируется, как правило, на электромагнитном или индукционном принципе. Требования, предъявляемые к основным элементам этих реле (контактам и обмоткам) состоят в следующем.

Контакты реле являются ответственным элементом в схемах защит. Они должны обеспечивать надежное включение и отключение тока в управляемых ими цепях и быть рассчитаны на многократное действие.

Коммутационная способность контактов условно характеризуется мощностью, при которой они обеспечивают замыкание и размыкание цепей. Величина этой мощности S_x определяется как произведение напряжения источника оперативного тока U и наибольшего тока I_k , прохождение которого допускается через контакт, т.е. $S_x = UI_k$.

Во время коммутационных операций происходит износ контактов, снижающий надежность их действия. Наиболее тяжелой операцией является размыкание цепи постоянного тока с индуктивной нагрузкой, при котором возникает дуга.

Обмотки реле должны обладать термической стойкостью, характеризуемой в зависимости от типа реле величинами тока или напряжения, допускаемыми длительно и кратковременно, и иметь приемлемую потребляемую мощность S_p , которая определяется как произведение тока I_p , проходящего по обмотке, и напряжения U_p на зажимах этой обмотки.

Потребляемая мощность S_p зависит от намагничивающих сил обмоток, которые необходимы для приведения в действие подвижной системы реле.

2.4. Электромагнитные реле

2.4.1. Устройство и принцип действия электромагнитных реле

Принцип действия электромагнитных реле основан на притяжении подвижной стальной системы к электромагниту при прохождении тока по его обмотке.

На рис. 2.4 представлены три типа конструкции электромагнитных реле, содержащих: электромагнит 1 , состоящий из стального магнитопровода и обмотки; стальную подвижную систему (якорь) 2 , несущую подвижный контакт 3 ; неподвижные контакты 5 ; противодействующую пружину 4 .

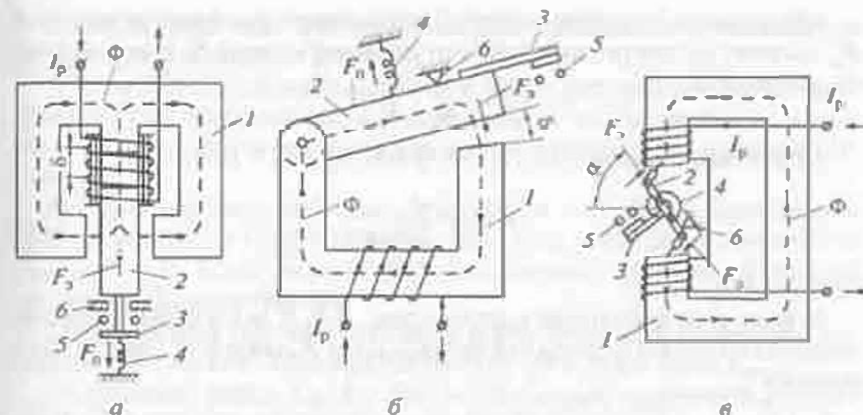


Рис. 2.4. Типы электромагнитных реле.

a — с стягивающимся якорем; b — с перекрытым якорем; $в$ — с поперечным движением якоря; 1 — электромагнит; 2 — якорь; 3 — подвижный контакт; 4 — противодействующая пружина; 5 — неподвижные контакты; $б$ — упор

Проходящий по обмотке электромагнита ток I_p создает магнитодвижущую силу (МДС) $w_p I_p$ (где w_p — число витков обмотки), под действием которой возникает магнитный поток Φ , замыкающийся через магнитопровод электромагнита 1 , воздушный зазор δ и якорь 2 . Якорь намагничивается, в результате чего возникает электромагнитная сила F_s , притягивающая якорь к полюсу электромагнита. Если сила F_s оказывается больше силы F_n сопротивления пружины 4 , то якорь приходит в движение и своим подвижным контактом 3 замыкает неподвижные контакты 5 реле. При прекращении тока I_p или уменьшении его до значения, при котором сила F_s становится меньше силы F_n , якорь возвращается в начальное положение, размыкая контакты 5 . Начальное и конечное положения якоря ограничиваются упорами $б$.

Электромагнитная сила F_s , притягивающая стальной якорь к электромагниту и вызывающая движение якоря, пропорциональна квадрату магнитного потока Φ в воздушном зазоре:

$$F_s = k\Phi^2, \quad (2.1)$$

Магнитный поток Φ и создавший его ток I_p связаны соотношением

$$\Phi = \frac{I_p w_p}{R_m}, \quad (2.2)$$

где R_m — магнитное сопротивление пути, по которому замыкается магнитный поток Φ .

Магнитное сопротивление магнитопровода электромагнита R_m состоит из сопротивлений его стальной части R_c и воздушного зазора δ R_δ :

$$R_m = R_c + R_\delta$$

Подставив выражение (2.2) в формулу (2.1), получим:

$$F = k' \frac{W_p}{R_c} I_p^2, \quad (2.3)$$

где $k' = k \mu_p$.

У реле с поворотным якорем (рис. 2.4, б, в) и с поперечным движением якоря электромагнитная сила F , образует вращающий момент

$$M_p = F_p d_p = d_p k' \frac{W_p}{R_c} I_p^2 = k'' I_p^2, \quad (2.4)$$

где d_p — плечо силы F_p .

Из выражений (2.3) и (2.4) следует, что сила притяжения F и ее момент M пропорциональны квадрату тока I_p^2 в обмотке реле и, следовательно, имеют постоянное направление, не зависящее от знака (направления) этого тока. Поэтому электромагнитный принцип пригоден для выполнения реле как постоянного, так и переменного тока. Он широко используется для изготовления измерительных реле тока, напряжения и вспомогательных реле логического органа промежуточных, сигнальных и реле времени.

При перемещении якоря электромагнитного реле в сторону срабатывания уменьшается воздушный зазор δ (см. рис. 2.4), а значит, и сопротивление R_m . Уменьшение R_m при постоянстве тока в реле вызывает увеличение магнитного потока Φ [см. формулы (2.1) и (2.3)], что обуславливает возрастание F и M_p [см. формулу (2.4)].

У реле с поперечным движением якоря и втягивающимся якорем сила (момент), противодействующая движению подвижной части реле, создается усилием (моментом) пружины (F_p и M_p), силой (моментом) трения (F_t и M_t) и силой тяжести подвижной системы. При движении якоря на замыкание контактов F_p и M_p увеличиваются с уменьшением δ по линейному закону, сила трения F_t остается неизменной.

2.4.2. Токи срабатывания и возврата реле, коэффициент возврата

Реле начинает действовать, когда

$$F_s = F_p + F_t$$

Наименьший ток, при котором реле срабатывает, называется *током срабатывания реле* $I_{ср}$.

В реле, выполняющих функции ИО, предусматривается возможность регулирования $I_{ср}$ изменением числа витков обмотки реле (ступенями) и момента противодействующей пружины M_p (плавно).

Возврат притянутого якоря в исходное положение происходит при уменьшении тока в обмотке реле под действием пружины 5 (см. рис. 2.4), когда момент M_p преодолевает электромагнитный момент и момент трения.

Наибольший ток, при котором якорь реле возвращается в исходное положение, называется *током возврата реле* $I_{вр}$.

Отношение токов $I_{вр}/I_{ср}$ называется *коэффициентом возврата* k_n . У реле, реагирующих на возрастание тока, $I_{вр} > I_{ср}$ и $k_n < 1$. У реле, реагирующих на снижение тока, $k_n > 1$, так как $I_{вр} > I_{ср}$. Величина k_n у различных конструкций реле колеблется в широких пределах — от 0,10 до 0,98.

2.4.3. Электромагнитные реле тока

При включении обмотки реле на ток сети непосредственно или через ТТ его электромагнитный момент реле $M_p = k I_p^2$. Такое реле называется *токовым*, так как его поведение определяется током сети I_p , значение которого не зависит от сопротивления обмотки реле.

К измерительным токовым реле предъявляются следующие требования:

- минимальное потребление мощности для уменьшения нагрузки на ТТ;
- приближение коэффициента возврата k_n к единице для повышения чувствительности РЗ;
- надежное замыкание управляемой цепи контактами реле;

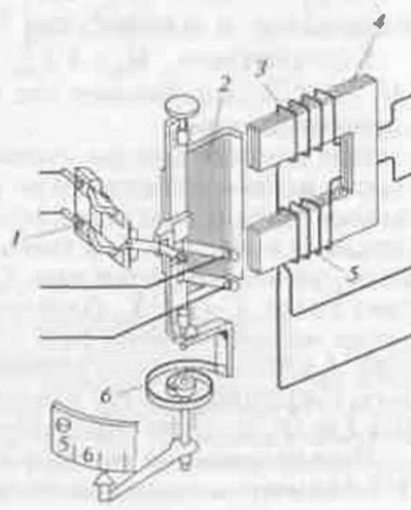


Рис. 2.5. Токовое электромагнитное реле РТ-40:

1 — подвижный контакт, 2 — якорь, 3 — контактная группа, 4 — электромагнит, 5 — обмотка, 6 — пружина

- термическая и динамическая стойкость обмоток реле.

Конструкция токового электромагнитного реле РТ-40 показана на рис. 2.5. На якоре 2 электромагнита 4 закреплен подвижный контакт 1 в виде мостика, замыкающего неподвижные контакты при срабатывании реле. Для гашения вибрации контактной системы на якоре 2 укреплен барабанчик с кварцевым песком. Ток срабатывания реле регулируется плавно противодействующей пружиной 6, а также параллельным или последовательным соединением обмоток 3, 5 реле между собой.

Реле тока РТ-40, выпускаемое Чебоксарским электроаппаратным заводом (ЧЭАЗ), имеет следующие параметры:

Потребляемая мощность при минимальной уставке, В А	0,2 ... 8,0
Коэффициент возврата	0,80 ... 0,85
Собственное время срабатывания реле при $I_p \geq 3I_{cp}$, с	0,03
Ток срабатывания реле, А	0,05 ... 200,00

2.4.4. Электромагнитные реле напряжения

Реле напряжения РН-50 похоже по конструкции на реле тока РТ-40. Отличие заключается в том, что реле напряжения не имеет механического гасителя вибрации якоря.

Включая обмотку реле на напряжение сети непосредственно или через ТН, получают реле, реагирующее на напряжение сети U_n .

Действительно, $M_s = kI_p^2$, но ток реле $I_p = U_n/Z_p$, где U_n — напряжение на зажимах реле; Z_p — сопротивление обмотки реле.

Следовательно, $M_s = k'U_p^2$, а с учетом того, что $U_p = U_n/k_{ТН}$, $M_s = k''U_n^2$. Это означает, что поведение реле определяется напряжением сети.

При движении якоря изменение воздушного зазора δ вызывает изменение магнитного потока и силы F_s . В этом состоит важное отличие реле напряжения от токовых реле. Причина заключается в том, что при уменьшении δ возрастает индуктивное сопротивление обмотки реле $X_p = \omega_p L$, вызывающее уменьшение тока в реле: $I_p = U_p/X_p$. Одновременно уменьшается и сопротивление магнитной цепи реле R_m . При этом влияние изменения тока I_p компенсируется соответствующим изменением магнитного сопротивления R_m , в результате чего магнитный поток реле $\Phi = I_p \omega_p / R_m$ остается неизменным.

Реле напряжения переменного тока РН-53 (максимальное) и РН-54 (минимальное), выпускаемые ЧЭАЗ, конструктивно вы-

полнены так же, как и реле РТ-40. Для уменьшения вибрации контактов обмотка реле включается на напряжение U_p через выпрямитель и имеет большое активное сопротивление.

У РН-53 коэффициент возврата $k_v \geq 0,8$, у РН-54 $k_v \leq 1,25$. Уставки реле напряжения регулируются с помощью поворотки, изменяющей натяжение противодействующей пружины, а также путем включения одного или двух дополнительных резисторов в цепь обмотки реле, что изменяет предел шкалы уставок в 2 раза.

2.4.5. Промежуточные электромагнитные реле

Промежуточные реле являются вспомогательными и применяются для выполнения логических операций, не требующих выдержки времени, или при необходимости относительно малой задержки. Такие реле используются, когда необходимо одновременно замыкать или размыкать несколько независимых цепей или когда требуются реле с мощными контактами для замыкания и размыкания цепей с большими токами.

Схемы включения промежуточных реле приведены на рис. 2.6. По способу включения промежуточные реле подразделяются на реле параллельного (рис. 2.6, а) и последовательного (рис. 2.6, б) включения. Обмотки первых включаются на полное напряжение

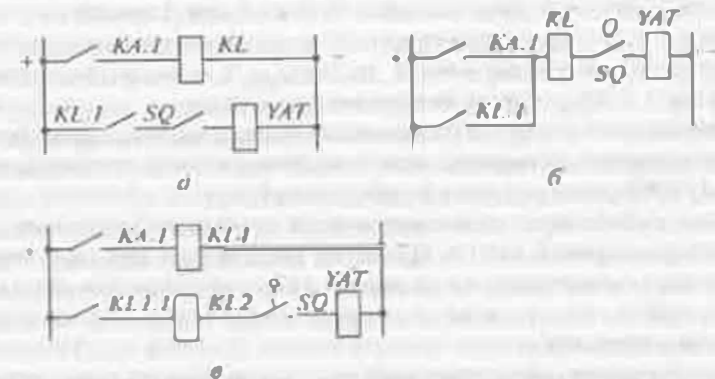


Рис. 2.6. Схемы включения промежуточных реле

а — параллельного включения, б — последовательного включения, в — с дополнительной удерживающей катушкой. KA — контакты токового реле, KL — обмотка промежуточного реле, KL.1 — контакты промежуточного реле, KL.1, KL.2 — соответствующие параллельная и последовательная обмотки промежуточного реле с дополнительной удерживающей катушкой, KL.1, KL.2 — контакты выключателя, YAT — электромагнит отключения

источника питания, а вторых — на ток цепи последовательно с катушкой электромагнита отключения УИТ выключателя либо какого-нибудь другого аппарата или реле.

Кроме того, выпускаются реле с дополнительными удерживающими катушками, например реле параллельного включения с удерживающей обмоткой, включаемой последовательно в управляемую контактами реле цепь (рис. 2.6, в). Такое реле, сработав от кратковременного импульса, подающего в параллельно включенную обмотку $KL1$, остается после исчезновения импульса в сработавшем состоянии под действием тока удержания до тех пор, пока не отключится выключатель Q . Контакты $KL1$ замыкаются, когда обмотка $KL1$ получает питание, и затем удерживаются в замкнутом положении обмоткой $KL2$ до отпадания контактов SQ выключателя Q .

Потребляемая обмотками реле параллельного включения мощность не должна превышать 6 Вт, чтобы их цепь могли замыкать и размыкать реле с маломощными контактами.

Мощность, потребляемая обмотками реле последовательного включения, выбирается из условия минимального падения напряжения на сопротивлении обмотки этого реле, которое допускается не более 5...10% номинального напряжения источника оперативного тока.

Мощность контактов должна быть достаточной для замыкания и размыкания цепей РЗ, а также для замыкания цепей управления выключателей.

Промежуточные реле должны надежно действовать не только при номинальном напряжении, но и при возможном в условиях эксплуатации его понижении до $0,8U_{ном}$ для реле постоянного тока и до $0,85U_{ном}$ для реле переменного тока.

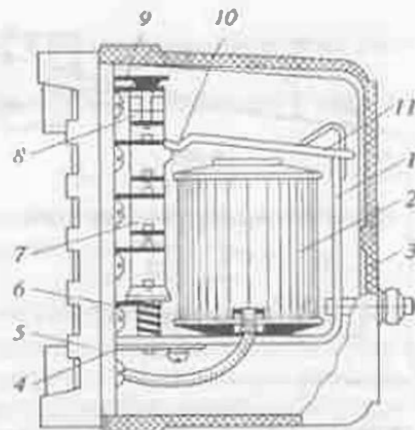
Наибольшее распространение получили работающие без задержки промежуточные реле казанного типа с поворотным якорем, притягиваемыми к магнитопроводу.

Промежуточные реле имеют низкий коэффициент возврата $k_{вр}$, равный примерно 0,1...0,4. Для этих реле, как и для реле времени, данное обстоятельство не играет никакой роли, так как по условиям работы отсроченные реле проносятся после отключения от источника питания.

Основными промежуточными реле постоянного тока, используемыми в схемах РЗ, являются реле РП-23, время действия которых составляет около 60 мс, быстродействующие реле РП-220 с временем действия около 10 мс и реле с задержкой на срабатывание или возврат РП-250. Напряжение срабатывания этих реле составляет около $0,7U_{ном}$, а возврата — $(0,03...0,05)U_{ном}$ (за некоторыми исключениями). Быстродействие реле РП-220 достигается за счет некоторого облегчения конструкции и включения пос-

Рис. 2.7. Промежуточное реле РП-23.

1 — электромагнит, 2 — обмотка, 3 — кожух, 4 — регулировочная пластина, 5 — цоколь, 6 — подвижная пружина, 7 — подвижная контактная система, 8 — неподвижные контакты, 9 — упор, 10 — хвостовик якоря, 11 — якорь



ледовательно с катушкой реле добавочного резистора, резко снижающего постоянную времени реле, т.е. обеспечивающего быстрое нарастание тока, а следовательно, магнитного потока и усиления реле.

В реле РП-250, наоборот, принимаются меры для снижения скорости нарастания потока после подачи напряжения, если необходима задержка на срабатывание, или для снижения скорости спада потока после снятия напряжения, если необходима задержка на возврат.

Промежуточное реле РП-23 (рис. 2.7) состоит из электромагнита 1 с обмоткой 2 якоря 11 с хвостовиком 10, неподвижных контактов 8, подвижной контактной системы 7, возвратной пружины 6, упора 9, регулировочной пластины 4. Все элементы реле крепятся на цоколе 5 и закрываются кожухом 3.

При подаче напряжения на обмотку реле якорь 11 притягивается электромагнитом и хвостовиком 10 перемещает вниз подвижную контактную систему 7, переключившую контакты реле.

Аналогичное устройство у промежуточного реле РП-25, предназначенного для работы на переменном оперативном токе. Для предотвращения вибрации подвижной контактной системы это реле имеет короткозамкнутый виток на сердечнике электромагнита.

Реле РП-23 и РП-25 имеют по пять контактов, которые можно использовать в различных комбинациях. Время срабатывания этих реле составляет около 0,06 с.

Реле РП-23 и изготовляются на напряжения 24, 48, 110 и 220 В; реле РП-25 — на 100, 127 и 220 В. Потребляемая мощность у реле РП-23 составляет около 6 Вт, у реле РП-25 — не более 10 В·А.

Кроме того, ЧЭАЗ выпускает промежуточные реле РП-16, РП-17, РП-18 с немного измененными конструкциями магнитопровода и контактной системы, обеспечивающими меньшую ма-

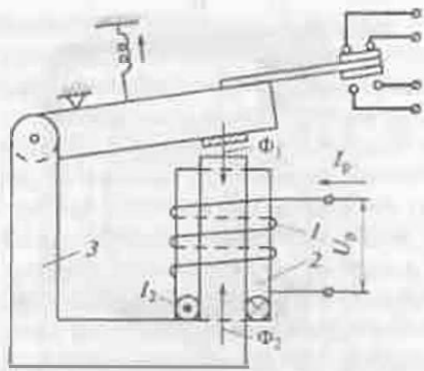


Рис. 2.8. Принцип устройства промежуточного реле с замедлением на срабатывание:
1 — обмотка; 2 — короткозамкнутый контур; 3 — магнитопровод

териндуктивность. Их основные параметры аналогичны параметрам реле РП-23, РП-220 и РП-250.

Поскольку промежуточные реле имеют низкий коэффициент изоляции, их работа на выпрямленном напряжении практически не отличается от работы на постоянном напряжении, если время срабатывания реле не менее 10 мс.

В схемах РЗ находят применение промежуточные реле РП-321 и РП-341, работающие на переменном операционном токе. Их обмотки включаются во вторичные цепи ТТ. Реле имеют контакты, рассчитанные на коммутацию больших переменных токов (100...150 А).

К числу быстродействующих реле со временем действия 0,01 с относятся реле РП-210...РП-215.

Для выполнения логических функций в комплектах защиты довольно широко используются кодовые реле типа КДР. Они выпускаются без кожуха и имеют приблизительно такую же конструкцию, как реле РП-250, но значительно менее мощную контактную систему, что позволяет получать большее быстродействие для реле без выдержки времени (около 0,01 с) и большее время действия для реле с выдержкой. Кроме того, кодовые реле имеют существенно меньшую потребляемую мощность (не более 3 Вт).

В схемах РЗ применяются промежуточные реле с замедлением на срабатывание (на замыкание или размыкание контактов). На магнитопроводе 3 таких реле (рис. 2.8) установлен дополнительный короткозамкнутый контур 2, выполненный из медных шайб или медной цилиндрической гильзы. Поверх контура намотана основная обмотка 1. При включении обмотки 1 на напряжение U_p магнитный поток Φ_1 в магнитопроводе реле устанавливается не сразу. В момент включения в контуре 2 возникает ток I_2 , создающий магнитный поток Φ_2 , который противодействует нарастанию тока в обмотке 1. В результате этого скорость нарастания

тока в обмотке реле уменьшается, а время нарастания тока увеличивается.

В настоящее время вместо медной гильзы используют алюминиевую в целях экономии меди.

2.4.6. Реле с герметизированными магнитоуправляемыми контактами

Большое быстродействие обеспечивают промежуточные реле с магнитоуправляемыми герметизированными контактами (герконами). Контактная система таких реле выполняет функции подвижного якоря, контактов, производящих коммутацию в управляемой цепи, а также противодействующей пружины.

Обмотка 1 замыкающего геркона (рис. 2.9) не имеет стального магнитопровода. Магнитный поток, создаваемый обмоткой, замыкается в основном по воздуху. Внутри обмотки (в ее магнитном поле) находятся магнитоуправляемые контакты 2, выполненные из ферромагнитного материала в виде гибких пластин, обладающих хорошим магнитной проницаемостью, электропроводностью и упругостью. Пластины заключены в герметичный стеклянный корпус 3 и впаяны одним из концов в его торцы. Другой конец каждой из пластин выполняет функцию контакта реле и покрыт обычно серебром. Нормально контакты 2 разомкнуты. При подаче тока в обмотку возникает магнитный поток. Ферромагнитные контакты намагничиваются и под действием электромагнитной силы $F_m = k\Phi^2 = k'I^2$ притягиваются друг к другу, замыкая управляемую ими цепь. При исчезновении тока контакты размыкаются под действием механической силы, обусловленной упругостью контактных пластин.

Геркон имеет малые размеры: его длина составляет 30...50 мм, диаметр стеклянной колбы — 3...5 мм, а зазор между пластинами — десятые доли миллиметра. Поскольку контакты находятся в вакууме или инертном газе, их характеристики лучше, чем у контактов обычных электромагнитных реле. Они обеспечивают надежную коммутацию даже очень малых токов при небольших напряжениях.

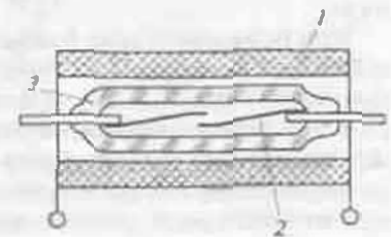


Рис. 2.9. Конструкция замыкающего магнитоуправляемого контакта:
1 — обмотка; 2 — магнитоуправляемые контакты; 3 — стеклянный корпус

Подвижная система реле с герконами маломинерционна. Герконы очень чувствительны к форме кривой тока в катушке, поэтому такие реле работают, как правило, при постоянном напряжении или выпрямленном сглаженном напряжении с пульсацией не более 6%.

Малая инерционность подвижной системы позволяет получать высокие быстродействие реле с герконами, определяемое практически только скоростью нарастания тока в катушке. Реле РПГ-2 и РПГ-5, получившие наибольшее распространение в устройствах релейной защиты, выпускаемых ЧЭАЗ, имеют конструкцию, показанную на рис. 2.9. Время их срабатывания — не более 1 мс, что приемлемо для быстродействующих устройств защиты. При этом потребляемая мощность реле отключительно мала. Для реле РПГ-2 с одним замыкающим контактом она составляет 0,15 Вт, с двумя — 0,3 Вт, с тремя — 0,4 Вт; для реле РПГ-5 с одним контактом — 0,25 Вт, а с двумя — 0,4 Вт.

Реле РПГ-2 рассчитаны на коммутацию цепей напряжением до 24 В и с током до 0,15 А. Они выполняются только с замыкающими контактами типа КЭМ-2. Реле РПГ-5 коммутируют цепи напряжением 220 В постоянного тока с током до 0,03 А. Они имеют один-два замыкающих контакта типа КЭМ-1 или один размыкающий контакт.

2.4.7. Электромагнитные указательные реле

Указательные реле предназначены для фиксации лепестки РЗ. Наиболее распространенными указательными реле являются изготовляемые ЧЭАЗ реле постоянного тока типа РУ-21. Они выпускаются на широкий диапазон токов и напряжений.

Указательные реле могут включаться как последовательно с элементом, на который воздействует защита, так и параллельно ему. При параллельном включении указательное реле контролирует правильность функционирования защиты, а при последовательном, кроме того, — исправность цепи контролируемого элемента. Основным требованием к указательным реле является сохранение информации о факте их срабатывания после снятия сигнала.

При повышении тока в обмотке якорь реле притягивается и отклоняет флажок. Последний падает под действием своего веса, принимая вертикальное положение. При этом флажок сплывнет вниз через прозрачный кожух реле. Возврат флажка в исходное положение происходит при нажатии кнопки.

Мощность, потребляемая токовым указательным реле РУ-21 при номинальном токе, составляет около 0,25 Вт, а реле, вклю-

чаемых в цепи напряжения, при номинальном напряжении — около 1,5...2,0 Вт. Время срабатывания реле — не менее 50 мс.

Выпускаются и другие типы указательных реле, например ЭС, выполняющие те же функции.

2.4.8. Электромагнитные реле времени

Реле времени предназначены для создания выдержки времени в схемах РЗ, т.е. для замедления действия устройств РЗ при передаче сигналов к другим реле логической цепи. Выдержка времени представляет собой время, проходящее с момента подачи напряжения на обмотку реле времени до замыкания его контактов.

Основным требованием, предъявляемым к реле времени, является точность. Для реле со шкалой до 3,5 с погрешность времени действия не должна превышать $\pm 0,06$ с, а со шкалой 20...30 с — $\pm 0,25$ с.

Реле времени на постоянном токе должно надежно срабатывать начиная с напряжения $0,80U_{ном}$, а на переменном токе — с $0,85U_{ном}$. Выдержка времени не должна зависеть от возможных колебаний оперативного напряжения. Мощность, потребляемая обмотками электромагнитных реле времени, составляет 20...30 Вт или 60 В·А и более.

Отечественной промышленностью выпускаются различные типы реле времени. Среди них наиболее широкое применение находят реле времени переменного тока с часовым механизмом, конструкции которого показаны на рис. 2.10.

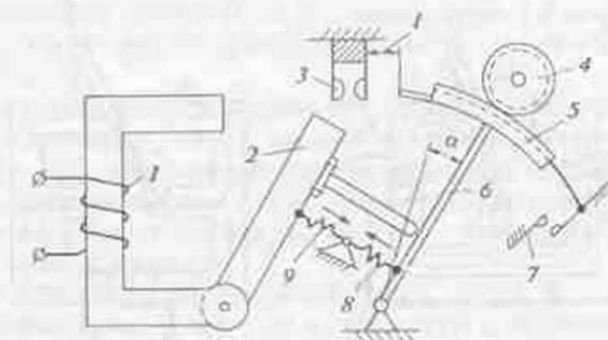


Рис. 2.10. Принцип устройства реле времени

1 — обмотка, 2 — якорь, 3 — контакты, 4 — устройство выдержки времени, 5 — зубчатый сегмент, 6 — рычаг, 7 — магнетический контакт, 8 — ось якоря, 9 — возвратная пружина

При появлении тока в обмотке 1 якорь 2 мгновенно притягивается, освобождая рычаг б с зубчатым сегментом 5. Под действием воздушной пружины δ рычаг б приходит в движение, которое не является свободным, так как замедляется специальным устройством выдержки времени 4. Через некоторое время $t_{ср}$, зависящее от расстояния l (или угла α) и угловой скорости движения ω_р рычага б, последний, переместившись на угол α, замыкает контакты 3 реле. Таким образом, реле срабатывает с выдержкой времени $t_{ср} = \alpha / \omega_p$.

Основным элементом часового механизма является анкерное устройство. При исчезновении тока в реле якорь и рычаг б должны мгновенно возвратиться в начальное положение под действием возвратной пружины 9. Это обеспечивается с помощью храпового механизма или фрикционного устройства, обладающих свободным расцеплением при обратном ходе сегмента 5.

Регулирование выдержки времени осуществляется изменением угла α путем перемещения контактов 3 реле. В некоторых конструкциях предусматривается мгновенный контакт 7, позволяющий замыкать цепь с малой, обычно нерегулируемой, выдержкой времени (около 0,15 ... 0,20 с).

Для уменьшения размеров реле катушка реле времени не рассчитывается на длительное прохождение тока. Поэтому реле, предназначенные для длительного включения под напряжением, выполняют с лобовочным резистором R_л, включаемым последовательно с обмоткой реле. Нормально резистор R_л зашунтирован размыкающим мгновенным контактом реле. После срабатывания реле этот контакт размыкается, вводя резистор R_л в цепь обмотки реле, что ограничивает проходящий в ней ток до значе-

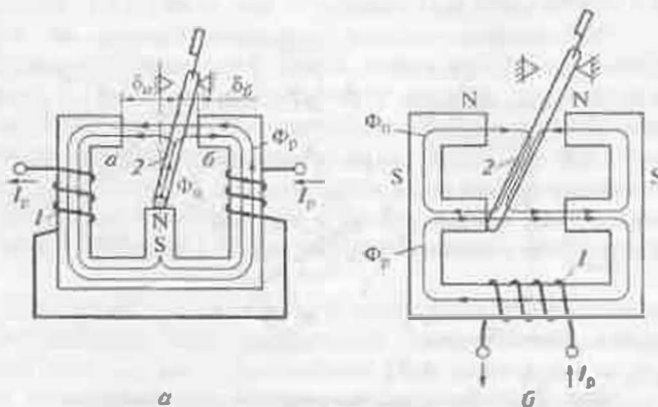


Рис. 2.11. Принцип устройства поляризованных реле:

а — с дифференциальной магнитной системой; б — с мостовой магнитной системой; 1 — обмотка; 2 — якорь

ния, допустимого по условиям нагрева и достаточного для удержания реле в сработавшем состоянии.

Основными недостатками реле рассмотренной конструкции являются значительная потребляемая мощность, а также возможность отказа, поскольку при КЗ напряжение оперативного переменного тока может оказаться меньше напряжения срабатывания.

Отечественные заводы выпускают реле времени постоянного (РВ-110, РВ-120, РВ-130, РВ-140) и переменного (РВ-210, РВ-220, РВ-230) тока. Ежегодно появляются новые типы реле на различной элементной базе.

2.4.9. Электромагнитные поляризованные реле

Поляризованные реле широко применяются в схемах РЗ. В отличие от рассмотренных электромагнитных реле якорь поляризованного реле находится под воздействием двух магнитных потоков, из которых один создается током, питающим обмотку реле, а второй — постоянным магнитом. Магнитный поток обмотки называется рабочим, а постоянного магнита — поляризующим. Поляризованные реле выполняются в двух вариантах: с дифференциальной (рис. 2.11, а) и мостовой (рис. 2.11, б) магнитными системами.

При дифференциальной системе (см. рис. 2.11, а) поляризующий магнитный поток Φ_p выходит из полюса N и разветвляется на две части: $\Phi_{пa}$ и $\Phi_{пб}$. Обмотка 1, обтекаемая током I_p , создает рабочий поток Φ_p .

Для простоты рассмотрения часть магнитного потока, отвечающую через якорь 2, учитывать не будем. В воздушном зазоре δ_а магнитные потоки $\Phi_{пa}$ и Φ_p суммируются, а в зазоре δ_б вычитаются, образуя результирующие магнитные потоки $\Phi_a = \Phi_{пa} + \Phi_p$ и $\Phi_b = \Phi_{пб} - \Phi_p$.

Магнитный поток Φ_a порождает силу $F_a = k\Phi_a^2$, стремящуюся притянуть якорь к левому полюсу а. Силе F_a противодействует сила $F_b = k\Phi_b^2$, стремящаяся притянуть якорь к правому полюсу б. При определенном токе $I_p \leq I_{ср}$ магнитный поток Φ_a становится больше магнитного потока Φ_b , сила $F_a > F_b$ и якорь реле отклоняется влево к полюсу а.

При изменении направления тока I_p поток Φ_p также меняет свое направление, вследствие чего в зазоре δ_а возникает разность магнитных потоков, а в зазоре δ_б их сумма. Тогда при $I_p \geq I_{ср}$ поток $\Phi_b > \Phi_a$, сила $F_b > F_a$ и якорь реле отклоняется вправо. Таким образом, благодаря наличию поляризующего потока реле становится направленным и реагирует не только на величину тока, но и на его направление.

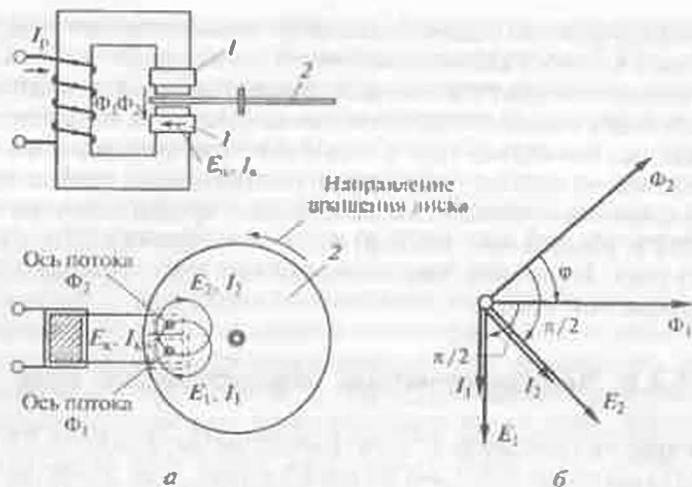


Рис. 2.12 Конструктивная схема (а) и векторная диаграмма (б) индукционного реле тока:

1 — короткозамкнутый виток; 2 — диск

При питании реле переменным током якорь реле вибрирует, следуя за изменением направления тока. По этой причине поляризованные реле не пригодны для работы на переменном токе.

Поляризованные реле обладают следующими преимуществами:

- высокая чувствительность и малая потребляемая мощность, достигающая при номинальном токе срабатывания и зазора между контактами около 0,5 мм примерно 0,005 Вт;

- большой ток термической стойкости, равный $(20 \dots 50)I_{ср.ном}$ (у обычных электромагнитных реле этот ток не превышает $1,5I_{ср.ном}$);

- малое время срабатывания, которое достигает 0,005 с.

Недостатками поляризованных реле являются малая мощность контактов, небольшой зазор между ними (от 0,1 до 0,5 мм) и невысокий коэффициент позиратга.

2.5. Индукционные реле

2.5.1. Принцип действия индукционных реле

Работа индукционных реле основана на взаимодействии переменных магнитных полей неподвижных обмоток с токами, индуцированными этими полями в подвижной системе реле (диске

или цилиндрическом роторе). Поэтому на индукционном принципе могут выполняться лишь реле переменного тока. По такому принципу создаются измерительные реле тока и реле направления мощности.

Непрерывным условием получения вращающего момента на подвижной части индукционной системы является наличие не менее двух магнитных потоков (Φ_1 и Φ_2), сдвинутых в пространстве (рис. 2.12). Возникающий при этом вращающийся момент

$$M_{вр} = k' \Phi_1 \Phi_2 \sin \psi. \quad (2.5)$$

Таким образом, для получения вращающего момента необходимо также сдвиг по фазе между потоками на угол ψ .

Для магнитных потоков, сдвинутых в пространстве и по фазе, можно получить, в частности, с помощью медных короткозамкнутых витков I , наклеиваемых на верхнюю и нижнюю части магнитопровода. Потоки Φ_1 и Φ_2 обусловлены током I_p в обмотке реле. В ненасыщенной магнитной системе они пропорциональны току. Так как угол ψ не меняется при изменении тока, то вращающийся момент

$$M_{вр} = k'' I_p^2.$$

Когда диск 2 неподвижен, в нем индуцируются только ЭДС трансформации E_1 и E_2 , которые и обуславливают вращающийся момент $M_{вр}$. Во вращающемся диске наряду с ЭДС трансформации появляются также ЭДС резагия, вызванные пересечением магнитных потоков Φ_1 и Φ_2 вращающимся диском. Эти ЭДС создают в диске токи, которые при взаимодействии с вызвавшими их потоками обуславливают появление тормозных моментов $M_{тр}$, пропорциональных частоте вращения диска и зависящих от магнитных потоков. На подвижную систему реле действует также тормозной момент пружины $M_{п}$ и момент инерции $M_{ин}$. Без учета момента трения движение диска определяется условием

$$M_{вр} = M_{тр} + M_{п} + M_{ин}.$$

Для получения реле замедленного действия их снабжают постоянными магнитами, а подвижную систему выводят в поле диска. При вращении диск пересекает поле постоянного магнита, в результате чего возникает дополнительный тормозной момент. Такие реле имеют ограниченно зависящую от тока характеристику выдержки времени. В ее независимой части удается получить выдержки времени $t_{р} > 10$ с.

Индукционные реле мгновенного действия выполняются без постоянных магнитов и с цилиндрическим холлом подвижной системы. Для повышения быстродействия реле используются системы с цилиндрическим ротором, который имеет малые диаметр и

момент инерции, в то время как системы с диском имеют большой момент инерции за счет значительного диаметра диска.

2.5.2. Индукционные измерительные реле тока

Эти реле являются комбинированными и состоят из двух элементов: индукционного с диском, создающего ограниченно зависимую выдержку времени, и электромагнитного (отсечки) мгновенного действия, срабатывающего при большом токе в обмотке реле. Оба элемента используют одну общую магнитную систему. Реле предназначены для защиты электрических машин, трансформаторов и линий при перегрузке и КЗ.

Индукционный элемент реле РТ-80 состоит из электромагнита 1 (рис. 2.13, а) с короткозамкнутыми витками 2 и подвижного диска 7. При появлении тока в обмотке 20, имеющей отпайки, возникает электромагнитная сила, действующая на диск 7, который вращается на оси в подшипниках, установленных на подвижной рамке 11. Рамка 11 имеет ось вращения 6, укрепленную на корпусе реле. Пружина 5 притягивает рамку к упору 4. На ось диска насажен червяк 10, вращающийся вместе с осью и диском. Червяк 10 и зубчатый сегмент 9, управляющий работой контактов 14 реле, нормально расцеплены. Для действия реле необходимо, чтобы червяк сцепился с зубчатым сегментом и поднял его до замыкания контактов реле.

На подвижную систему (рамку и диск) действует электромагнитная сила F_1 (рис. 2.13, б), стремящаяся переместить рамку. Этой силе противодействуют сила F_2 пружины 5, прижимающая рамку 11 к упору, и возникающая при движении диска дополнительная сила F_3 , обусловленная взаимодействием магнитного потока постоянного магнита 8 и потоков Φ_1 и Φ_2 электромагнита 1.

Диск начинает вращаться при $I_r = (0,2 \dots 0,3) I_{н.с.р.}$, когда момент силы F_1 становится больше момента сил трения и инерции диска. Срабатывание индукционного элемента реле происходит при $I_r \geq I_{н.с.р.}$. При этом рамка 11 перемещается, сцепляя червяк 10 (см. рис. 2.13, а) с зубчатым сегментом 9. После этого движение рамки прекращается, но диск продолжает вращаться и посредством червяка 10 поднимает сегмент 9. Рычаг сегмента поднимает коромысло 13, замыкая при этом контакты 14 реле. При подъеме коромысла уменьшается воздушный зазор между якорем 17 и электромагнитом 1. Якорь притягивается к электромагниту, обеспечивая плотное замыкание контактов 14.

При токе в реле, меньшем тока возврата, момент, создаваемый пружиной 5, преодолевает электромагнитный момент M_1 , и рамка возвращается в начальное положение, расцепляя червяк с сег-

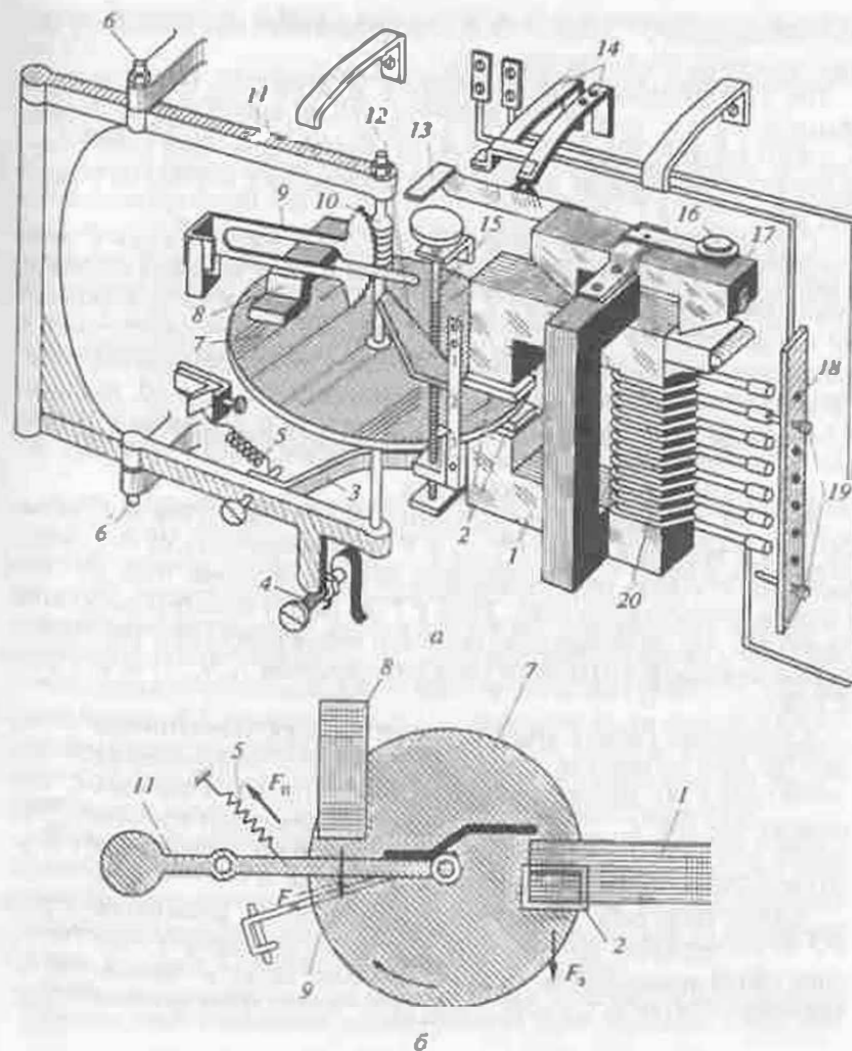


Рис. 2.13. Токосое реле РТ-80:

а — конструкция реле, б — силы, действующие на диск подвижной рамки: 1 — электромагнит; 2 — короткозамкнутые витки; 3 — скоба; 4, 12 — упоры; 5 — пружина; 6 — ось; 7 — диск; 8 — постоянный магнит; 9 — зубчатый сегмент; 10 — червяк; 11 — подвижная рамка; 13 — коромысло; 14 — контакты; 15, 16 — регулирующие винты; 17 — якорь; 18 — планка; 19 — штепсель; 20 — обмотка

ментом. Сегмент падает на упор 12, размыкая контакты реле. Для обеспечения надежного сцепления рамки с сегментом служит стальная скоба 3, которая притягивается к электромагниту 1 под

действием силы F' (рис. 2.13, б), возникающей под влиянием потока рассеяния электромагнита.

Ток срабатывания регулируется изменением числа витков обмотки 20 (см. рис. 2.13, а) реле с помощью штопора 19, перемещаемого в гнездах планки 18. Время действия реле регулируется изменением начального положения сегмента 9 шипом 15.

Электромагнитный элемент (отсечка) имеет якорь и виле стального коромысла 13, находящегося в поле потока рассеяния электромагнита 1. При токе $I_p > (4 \dots 8)I_{н.р.}$ пружинная часть коромысла под действием силы F , притягивается к электромагниту и мгновенно замыкает контакты 14 реле. Ток срабатывания электромагнитного элемента $I_{н.р.}$ регулируется шипом 16, изменяющим воздушный зазор между коромыслом и электромагнитом. Для устранения вибрации якоря при срабатывании элемента установлен короткозамкнутый виток.

Реле РТ-80 имеет 12 исполнений, различающихся уставками по току и времени, реле РТ-85 и РТ-86 выполняются с усиленными контактами, рассчитанными на переключение тока до 150 А в цепях переменного тока. Реле РТ-90 имеет аналогичную конструкцию, но независимая часть его характеристики начинается при меньшей кратности тока (отношении $I_p/I_{н.р.}$), чем у реле РТ-80.

Совместная работа индукционного и электромагнитного элементов реле позволяет получить характеристику выдержки времени (рис. 2.14), весьма удобную в эксплуатации. При токах, превышающих ток $I_{н.р.}$, реле работает без выдержки времени. При токах, меньших $I_{н.р.}$, работает индукционный элемент реле с ограниченно независимой выдержкой времени.

Недостатком реле РТ-80 является большее по сравнению с реле РТ-40 потребление мощности. К достоинствам следует отнести его многофункциональность. Реле РТ-80 может использоваться как измерительный орган с двумя ступенями защиты (множительной и с вы-

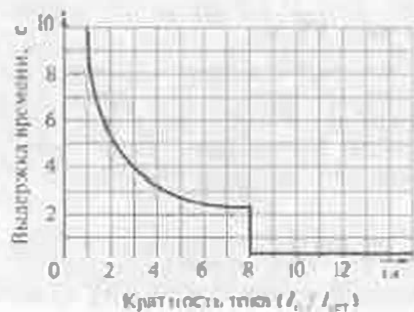


Рис. 2.14. Характеристика выдержки времени реле РТ-80

держкой времени), а также как логический и исполнительный орган РЗ.

Реле имеет хороший коэффициент возврата, небольшие погрешности по току и времени срабатывания.

У реле РТ-90 в основном такие же параметры, как и у реле РТ-80, однако насыщение магнитопровода, а следовательно, и переход к независимой характеристике происходят в нем при кратности в 2—2,5 раза меньшей. Это достигается увеличением МДС обмотки и изменением конструкции полюсных наконечников магнитопровода. Имеется еще ряд особенностей, обусловленных изменением параметров электромагнита. Потребляемая реле РТ-90 мощность составляет примерно 30 В·А.

2.5.3. Индукционные реле направления мощности

Реле направления мощности является измерительным органом с двумя воздействующими электрическими величинами, сравнимыми по фазе. Реле реагирует на значение и знак мощности S , подведенной к его зажимам, т. е. определяет по знаку (направлению) мощности, передаваемой по защищаемой линии, где произошло повреждение — на защищаемой линии и на других присоединениях, отходящих от шипи полстипии (рис. 2.15, а). При КЗ в точке К1 мощность КЗ S_{K1} направлена от шипи в линию, поэтому реле направления мощности КН должно срабатывать и замыкать свои контакты. При КЗ в точке К2 мощность КЗ S_{K2} направлена к шипи и реле не должно замыкать контакты.

Реле направления мощности имеет две обмотки: одна питается напряжением U_p , и другая — током сети I_p (рис. 2.15, б). Взаимодействие токов, проходящих по обмоткам, создает электромагнитный момент, значение и знак которого зависят от напряжения U_p , тока I_p и угла сдвига φ , между ними.

Чувствительность реле направления мощности оценивается минимальной мощностью, при которой реле замыкает свои кон-

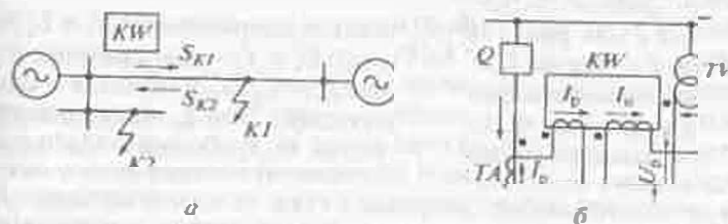


Рис. 2.15. Реле направления мощности; а — принцип действия; б — схема включения

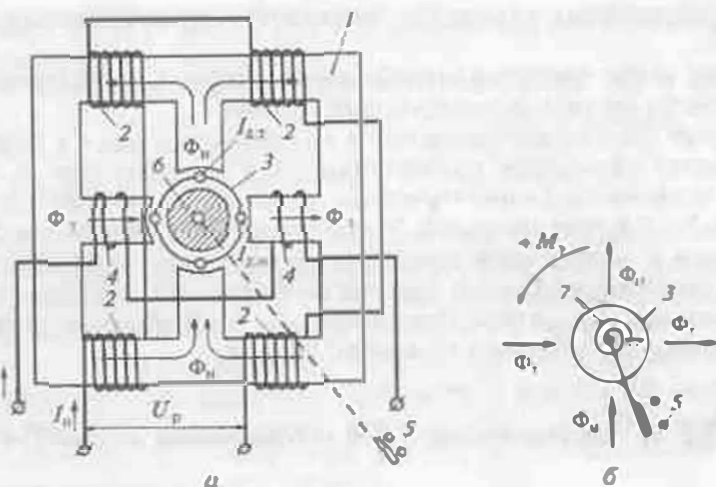


Рис. 2.16. Конструктивная схема реле направления мощности с цилиндрическим ротором (а), ротор реле и направление положительного момента M_e (б).

1 — магнитопровод, 2, 4 — обмотки, 3 — алюминиевый цилиндр (ротор), 5 — контакты, 6 — стальной цилиндр, 7 — пружина

такты. Эта мощность называется мощностью срабатывания $S_{ср}$. Реле направления мощности выполняются мгновенными.

Современные индукционные реле направления мощности имеют подвижную систему в виде цилиндрического ротора (рис. 2.16, а). Между выступающими внутрь полюсами замкнутого магнитопровода 1 установлен стальной цилиндр 6, повышающий магнитную проницаемость междуполюсного пространства. Алюминиевый цилиндр (ротор) 3 вращается в зазоре между стальным цилиндром и полюсами. При вращении ротора 3 происходит замыкание контактов 5 реле. Для возврата ротора и контактов в исходное положение служит спиральная противодействующая пружина 7 (рис. 2.16, б).

Обмотка 2 (см. рис. 2.16, а) питается напряжением $U_p = U_c / k_{ТТ}$, а обмотка 4 — током $I_p = I_c / k_{ТТ}$, где U_c и I_c — напряжение и ток сети (защищаемого элемента). Ток $I_m = U_p / Z_m$ в обмотке 2 создает магнитный поток Φ_m (поляризующий). Ток I_p , проходящий по обмотке 4, создает магнитный поток Φ (рабочий). Магнитные потоки Φ_m и Φ пронизывают подвижную систему реле и наводят в ней дополнительные (вихревые) токи — соответственно $I_{вх1}$ и $I_{вх2}$. Взаимодействие вихревых токов с магнитными потоками создает электромагнитный момент M_e .

Согласно формуле (2.5) электромагнитный момент

$$M_e = k U_p I_p \sin(\alpha - \varphi_p) = k I_c S_p,$$

где α — угол внутреннего сдвига реле, определяемый индуктивным и активным сопротивлениями обмотки 2, S_p — мощность, подводимая к реле.

Реле направления мощности применяются в направленных защитах (см. гл. 6). Они должны обладать высокой чувствительностью, так как при КЗ вблизи места установки зашита напряжение U_p резко падает, достигая в пределе нуля, при этом мощность, подводимая к реле, оказывается очень малой и при недостаточной чувствительности реле может не сработать, т. е. иметь «мертвую» зону.

Отечественной промышленностью выпускаются реле направления мощности типов РМ-11 и РМ-12, элементной базой которых являются интегральные микросхемы.

Контрольные вопросы

1. Какие элементы содержит структурная схема релейной защиты?
2. Назовите элементные базы, применяемые в релейной защите.
3. Какие принципы используются при выполнении электромеханических реле?
4. Какие требования предъявляются к контактам и обмоткам электромеханических реле?
5. В чем заключается принцип действия электромагнитных реле?
6. Что такое ток срабатывания, ток возврата и коэффициент возврата реле?
7. Каково назначение промежуточных реле?
8. Какие преимущества имеют герконовые реле?
9. Как работает указательное реле?
10. Каково назначение лобовочного резистора в реле времени?
11. Каков принцип работы индукционных реле?

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЕ

3.1. Источники оперативного тока и их характеристика

3.1.1. Назначение источников оперативного тока

Оперативным током называется ток, питающий цепи дистанционного управления выключателями, оперативные цепи РЗ, автоматики, телемеханики и различных видов сигнализации.

Основным назначением источников оперативного тока является питание логических, исполнительных и измерительных органов устройств автоматики и релейной защиты, устройств сигнализации (информации) о положении коммутационной аппаратуры и действиях автоматических устройств, цепей дистанционного управления коммутационными аппаратами (выключателями, отделителями и др.). К надежности источников оперативного тока предъявляются жесткие требования. Источник оперативного тока должен обеспечивать питание устройств автоматики и РЗ в любом, в том числе и аварийном, режиме работы как системы электроснабжения в целом, так и данного конкретного защищаемого или автоматизированного элемента этой системы.

Питание оперативных цепей, особенно тех ее элементов, от которых зависит отключение поврежденных линий и оборудования, должно отличаться особой надежностью. Поэтому главное требование, которому должен отвечать источник оперативного тока, состоит в том, чтобы во время КЗ и при аномальных режимах в сети напряжение источника оперативного тока и его мощность имели достаточные значения как для действия вспомогательных релейной защиты и автоматики, так и для надежного отключения и включения соответствующих выключателей.

При выборе источника оперативного тока для питания цепей РЗ, автоматики, управления и сигнализации в распределительных сетях принимается во внимание большое число факторов. Наиболее надежным источником оперативного тока является аккумуляторная батарея напряжением 110 или 220 В при условии, что она установлена в специальном отапливаемом и вентилируемом помещении, имеет регулируемые статические или приспаявшиеся

устройства для подзарядки и зарядки, эффективную защиту от КЗ и замыканий на землю в сети оперативного тока, а также квалифицированное обслуживание.

Как показывает опыт эксплуатации, применение аккумуляторных батарей экономически нецелесообразно на подстанциях с высоким напряжением 110...220 кВ. На подстанциях более низкого напряжения предпочтительнее использование переменного или выпрямленного оперативного тока, источником которого являются измерительные ТТ и ТН и трансформаторы собственных нужд. Этот вариант наиболее экономичен, так как при нем капитальные вложения и трудозатраты в процессе эксплуатации минимальны. По надежности источники переменного или выпрямленного оперативного тока не уступают источникам постоянного тока.

Для питания оперативных цепей применяются источники постоянного и переменного тока.

3.1.2. Постоянный оперативный ток

В качестве источников постоянного тока используются аккумуляторные батареи напряжением 110 или 220 В, а на небольших подстанциях — 24...48 В, от которых осуществляется централизованное питание оперативных цепей всех присоединений. Для повышения надежности сеть постоянного тока секционирована на несколько участков, имеющих самостоятельное питание от сборных шин батарей.

Аккумуляторная батарея является идеальным источником питания, так как ее работа не зависит от режима работы электрической системы. Поэтому на электростанциях и крупных подстанциях аккумуляторные батареи получили широкое применение в качестве источников оперативного тока.

Аккумуляторная батарея — дорогостоящее устройство, а ее эксплуатация требует специального отапливаемого помещения, оборудованного вытяжной вентиляцией, и наличия специального обслуживающего персонала. Поэтому аккумуляторные батареи используются только на крупных энергетических объектах, где сосредоточено большое число устройств автоматики и РЗ и имеется специальная служба РЗ и автоматики.

В системах электроснабжения аккумуляторные батареи находят применение на заводских ТЭЦ или на крупных подстанциях, имеющих оперативный и специальный обслуживающий персонал.

Аккумуляторные батареи обеспечивают питание оперативных цепей в любой момент времени с необходимым уровнем напря-

жения и мощности (независимо от состояния основной сети) и поэтому являются самым надежным источником питания. В то же время из-за централизации питания создается сложная, протяженная и дорогостоящая сеть постоянного тока.

На крупных подстанциях применяется, как правило, разветвленная сеть постоянного оперативного тока, питающаяся от аккумуляторных батарей.

На рис. 3.1 показана принципиальная схема сети постоянного оперативного тока. Аккумуляторная батарея *ГВ* работает на шин *ША*, от которых отходят линии, питающие секции оперативного тока. Каждая секция представляет собой шинки, питающие группы потребителей. На подстанциях выделяются шинки управления *ШУ*, к которым подключаются устройства релейной защиты, автоматики и управления, шинки сигнализации *ШС* (обычно на крупных подстанциях) и шинки питания электромагнитов включения выключателей (шинки включения) *ШВ*. Шинки управления имеют, как правило, несколько секций, например

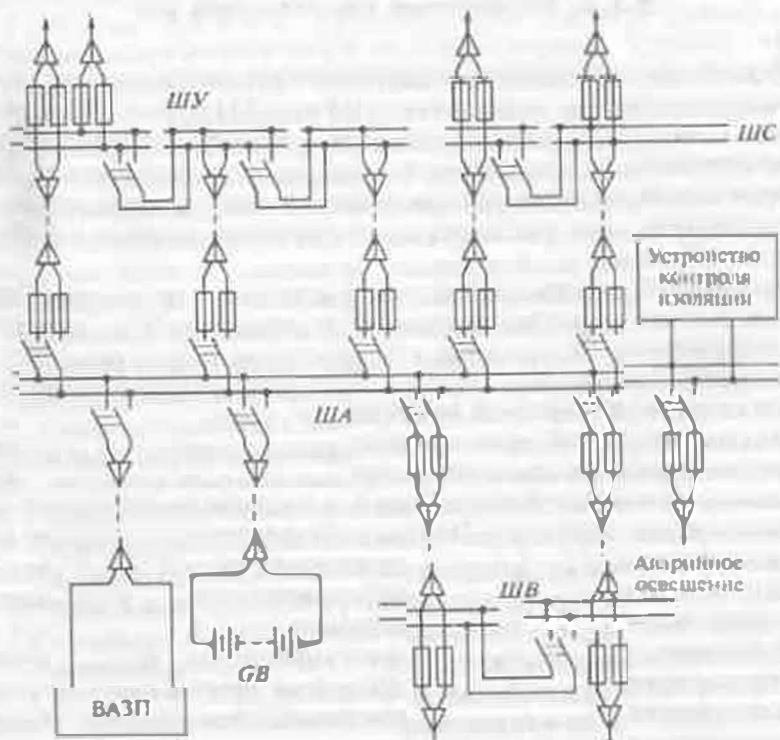


Рис. 3.1. Принципиальная схема сети постоянного оперативного тока.
ВАЗП — выпрямительный агрегат зарядно-подзарядный

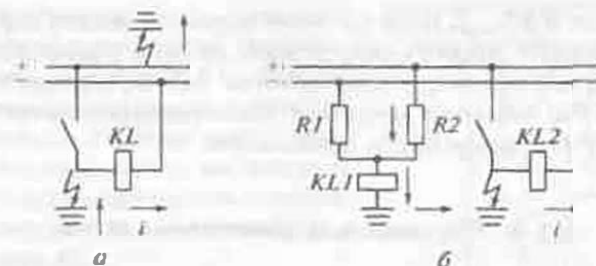


Рис. 3.2. Схемы включения, которые могут приводить к ложному срабатыванию промежуточных реле при двойных замыканиях на землю (а) и через резисторы контроля изоляции при одиночном замыкании на землю (б)

по числу систем шин подстанции. Каждая из секций питается по своей линии, предусмотрена возможность объединения секций. Шинки сигнализации и шинки включения еще и секционируются. Аккумуляторная батарея является также источником аварийного освещения подстанции.

Защита сети постоянного оперативного тока осуществляется с помощью предохранителей и автоматических выключателей, причем очень серьезную проблему представляет обеспечение селективности и чувствительности этих защитных устройств. Наиболее частым видом повреждения сети постоянного оперативного тока является замыкание на землю одного из полюсов. Хотя оно и не приводит к разрушениям, но появление второго замыкания может привести к ложному срабатыванию реле постоянного тока или электромагнитов управления (рис. 3.2, а). Поэтому на шинах аккумуляторной батареи предусматривается установка устройства контроля изоляции.

Более удобен непрерывный автоматический контроль с помощью реле *KL1*, включаемого между средней точкой двух резисторов *R1* и *R2* и землей (рис. 3.2, б). При таком включении реле находится в диагонали моста, образованного резисторами *R1* и *R2* и сопротивлениями изоляции обоих полюсов шин относительно земли. При равновесии последних мост сбалансирован и тока в обмотке реле нет. При замыканиях на землю баланс нарушается и реле срабатывает, давая сигнал.

Наличие схемы контроля может стать причиной ложного срабатывания реле. Если при замыкании на землю, показанном на рис. 3.2, б, сопротивление обмотки реле *KL2* достаточно велико, то напряжение между шиной и землей остается близким к $0,5U_{ши}$ и может вызвать срабатывание реле *KL2*. Поэтому не допускается применение вспомогательных реле с малой потребляемой мощностью (до 1...3 Вт), имеющих напряжение срабаты-

вания менее $0,6 U_{н.н.}$, если их ложная работа может привести к ложному срабатыванию либо отказу защиты или автоматики.

Емкости, аккумуляторной батареи во многом определяется потребностью питания мощных электромагнитов включения выключателей и аварийного освещения.

3.1.3. Переменный оперативный ток

Наиболее экономичным решением для большего числа распределительных подстанций является использование переменного или выпрямленного оперативного тока. Для питания оперативных цепей переменным током служит ток или напряжение сети. В соответствии с этим в качестве источников переменного оперативного тока применяются трансформаторы тока, трансформаторы напряжения и трансформаторы собственных нужд.

Трансформаторы тока являются надежными источниками питания оперативных цепей защиты от КЗ. При КЗ ток и напряжение на обмотках ТТ увеличиваются, поэтому в момент срабатывания защиты мощность ТТ возрастает, что и обеспечивает надежное питание оперативных цепей. Однако ТТ не обеспечивают необходимой мощности при повреждениях и аномальных режимах, сопровождающихся увеличением тока на защищаемом присоединении. Поэтому их нельзя использовать для питания цепей защиты от замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью, защиты от витковых замыканий в трансформаторах и генераторах или защиты от таких аномальных режимов, как повышение или понижение напряжения и понижение частоты.

Трансформаторы напряжения и трансформаторы собственных нужд не пригодны для питания оперативных цепей защиты от КЗ, так как при КЗ напряжение в сети резко снижается и может в неблагоприятных случаях опуститься до нуля. В то же время ТН и трансформаторы собственных нужд могут использоваться для питания цепей защиты от перегрузки, замыкания на землю, повышения напряжения, так как указанные повреждения и аномальные режимы не сопровождаются глубокими понижениями напряжения в сети.

Таким образом, все рассмотренные источники оперативного тока имеют один существенный недостаток — их режим работы зависит от режима работы тех первичных элементов электрического снабжения, от которых они получают питание. Но у них есть и ряд преимуществ по сравнению с аккумуляторной батареей. Во-первых, они дешевле и не имеют недостатков, присущих аккумуля-

торной батарее. Во-вторых, используя измерительные трансформаторы, особенно ТТ, можно иметь индивидуальные для каждого устройства РЗ источники оперативного тока, что до минимума снижает протяженность цепей оперативного тока и повышает надежность РЗ.

Организация питания устройств РЗ и автоматики оперативным током с использованием упомянутых источников может быть различной (в зависимости от типа и назначения питаемых устройств). Главное, чтобы обеспечивалось наличие оперативного тока в условиях, когда устройства РЗ и автоматики должны действовать,

Каждый источник переменного оперативного тока имеет свою область применения. При этом возможность использования того или иного источника определяется мощностью, которую он может дать в момент производства операций.

Мощность источника питания должна с некоторым запасом превосходить мощность, потребляемую оперативными цепями, основной составляющей которой является мощность, затрачиваемая приводом на отключение и включение выключателей.

Наибольшие затруднения из-за недостаточной мощности возникают при применении ТТ и ТН. Поскольку включение и отключение выключателей являются кратковременными операциями, можно допускать значительные перегрузки измерительных трансформаторов без ущерба для них.

Для питания оперативных цепей переменным током может также использоваться заряженный конденсатор (рис. 3.3). Конденсатор C питается от трансформатора напряжения $TН$ через выпрямитель UZ . В нормальном режиме конденсатор заряжен. При действии защиты он замыкается на катушку отключения $УАТ$, питаемая ток разряда.

Схемы питания оперативных цепей от источников переменного тока отличаются простотой и достаточной надежностью, потребляют в режиме заряда малую мощность (десятки ватт), а в режиме разряда способны выдавать большую мощность, достаточную для питания катушек отключения приводов выключателей.

Еще одной областью применения предварительно заряженных конденсаторов являются схемы, которые должны работать

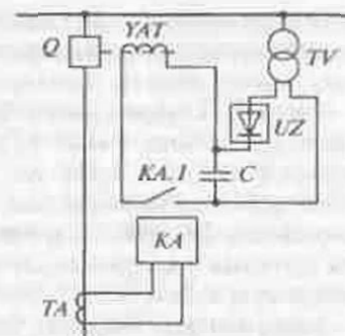


Рис. 3.3. Принципиальная схема питания оперативных цепей защиты переменным током с использованием энергии заряженного конденсатора

при отсутствии на подстанции напряжения и тока, например схема автоматической отключения отделителя на упрощенных подстанциях, схема защиты минимального напряжения и т. п.

Энергия, которая может быть накоплена в конденсаторной батарее приемлемой емкости, относительно невелика. Поэтому она используется, как правило, только для подачи кратковременного импульса на управляемое устройство (реле, электромагнит отключения). Но даже при этих условиях конденсаторные батареи для питания электромеханических устройств должны иметь значительную емкость.

Заряд конденсаторных батарей производится с помощью зарядных устройств, включаемых в цепи ТТ или ТН. Зарядные устройства должны обеспечивать заряд конденсаторных батарей заданной емкости до напряжения, необходимого для надежного действия питаемых устройств, в течение заданного времени, определяемого условиями работы защиты.

В схемах РЗ используются блоки, выполненные из металлобумажных конденсаторов на номинальное напряжение 400 В. Электролитические конденсаторы не нашли широкого применения из-за их меньшей надежности и больших утечек, чем у металлобумажных конденсаторов.

Основным недостатком конденсаторной батареи как источника оперативного тока является импульсность ее действия, что не позволяет, например, использовать батарею для питания реле времени максимальной токовой защиты без одновременного применения других источников оперативного тока, в частности блоков питания.

3.1.4. Выпрямленный оперативный ток

В тех случаях, когда нельзя использовать рассмотренные ранее источники оперативного тока, применяют выпрямленный оперативный ток.

Наибольшее распространение получили комбинированные источники выпрямленного оперативного тока, выполненные из выпрямительных блоков тока и напряжения, работающих параллельно на стороне выпрямленного напряжения. В нормальном режиме выпрямленное выходное напряжение обеспечивается блоком напряжением (БПН), а при КЗ — либо токовым блоком питания (БПТ), либо обоими блоками (БПН и БПТ). В принципе в нормальном режиме возможен вариант и без БПН, если не требуется оперативное напряжение, а мощность ТТ достаточна для получения выходного напряжения при токе срабатывания защиты.

Блоки питания должны выполняться таким образом, чтобы напряжение на их выходе поддерживалось достаточно стабильным.

Применяются однофазные феррорезонансные БПТ на мощность до 50 Вт (БПТ-11), до 200 Вт (БПЗ-402) и до 1,2 кВт (БПТ-1002) и номинальные напряжения 110 и 220 В. Имеются модификации блока БПТ-11 на номинальные напряжения 24 и 48 В, а также блок БПТ-101 на мощность около 120 Вт и номинальные напряжения 24 и 48 В.

Требования к БПН зависят от уровня токов КЗ. Если при минимальном токе, когда БПТ еще отдает достаточную мощность, напряжение на шинах подстанции близко к номинальному, то в принципе можно использовать нестабилизированные БПН, представляющие собой однофазные или трехфазные промежуточные трансформаторы с выпрямительным мостом на выходе. Промежуточный трансформатор служит для электрического разделения сети оперативного тока цепей ТН и получения необходимого уровня выходного напряжения. Нестабилизированные БПН применяют обычно при небольшой мощности нагрузки оперативных цепей и для питания схем сигнализации, чтобы разгрузить остальные блоки питания.

На подстанциях, оборудованных устройствами автоматической частотной разгрузки (АЧР), необходимо принимать во внимание возможность снижения и напряжения, и частоты при отсутствии КЗ. Поэтому на таких подстанциях обязательно применение стабилизированных БПН. В ряде случаев для питания устройств АЧР и электромагнитов управления выключателей используют феррорезонансные стабилизаторы напряжения. При этом блоки питания для релейной защиты выбирают только по условиям ее работы при КЗ.

На линиях наиболее экономичной является схема с включением БПТ на разность токов двух фаз и однофазного БПН на линейное напряжение этих фаз (рис. 3.4, а). При таком включении наибольшее снижение напряжения будет при междупазных КЗ на фазах, к которым подключен БПН, однако на БПТ будет подаваться разность фазных токов поврежденных фаз, т. е. наибольшее значение тока.

При двухфазных КЗ за трансформаторами со схемами соединения «звезда — треугольник» и «треугольник — звезда с нулем», а также при однофазных КЗ за трансформаторами со схемой соединения «звезда — звезда с нулем», когда разность токов двух фаз может равняться нулю, линейное напряжение на этих фазах близко к номинальному. Для повышения надежности питания при других видах КЗ, а также для снижения нагрузки на каждый из блоков возможно включение второго БПТ на тех третьей фазы

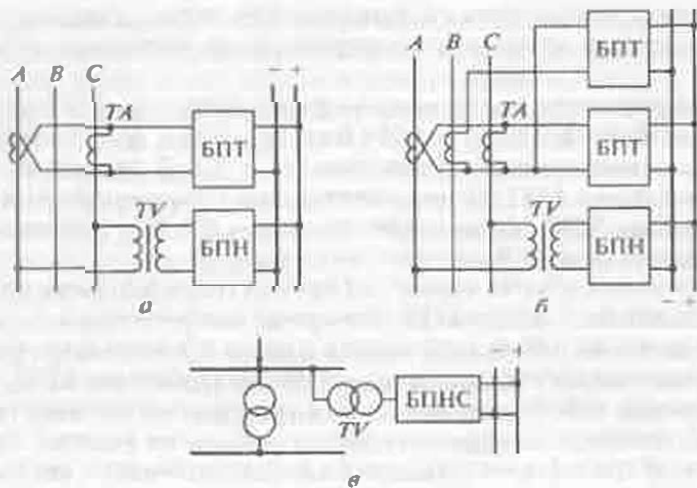


Рис. 3.4. Схемы (а... в) включения выпрямительных блоков питания

(рис. 3.4, б). БПН в схемах, показанных на рис. 3.4, а, б, может быть выполнен и трехфазным.

При использовании стабилизированных БПН (БПНС) вопросы включения блоков питания существенно упрощаются. Например, для питания оперативных цепей защиты присоединений высшего напряжения на понижающей подстанции небольшой мощности может быть установлен только один БПНС, подключаемый к ТН со стороны высшего напряжения (рис. 3.4, в). Это возможно, если при всех видах КЗ на стороне низшего напряжения остаточное напряжение на стороне высшего напряжения будет больше напряжения надежной работы БПНС.

Колебания оперативного напряжения на выходе блоков питания заметно больше, чем на аккумуляторной батарее, особенно при нестабилизированных БПН. Эти колебания обычно имеют место в момент КЗ, когда резко меняются ток и напряжение, подводимые к блокам питания. Как в феррорезонансных БПТ, так и в БПНС возникают кратковременные переходные процессы, сопровождающиеся колебаниями выходного напряжения. Для защиты на электромеханической элементной базе это не имеет существенного значения, однако при полупроводниковых устройствах, выполненных на других элементных базах, с кратковременными перенапряжениями следует считаться.

Выпрямительные блоки нельзя использовать для питания цепей защиты минимального напряжения, так как в момент действия этой защиты на подстанции могут отсутствовать ток и напряжение.

Надежность питания от выпрямительных БПТ и БПН характеризуется соответственно током и напряжением надежной работы, значения которых зависят от нагрузки на блоки и задаются заводом-изготовителем для разных уровней выходного напряжения.

К выпрямительным блокам можно отнести также мощные выпрямительные установки для включения выключателей, питающиеся от цепей собственных нужд подстанций. Недостатком этих установок является возможность резкого снижения напряжения собственных нужд при включении выключателя на близкое КЗ, когда напряжение в месте КЗ практически равно нулю.

3.2. Основные требования, предъявляемые к релейной защите

Одним из важнейших элементов защиты являются измерительные реле, реагирующие на значения контролируемых (измеряемых) параметров электрической системы (ЭС).

Устройство защиты состоит в общем случае из совокупности отдельных измерительных реле и логических элементов, предназначенных для выполнения предусмотренных функций при возникновении повреждений в ЭС.

Релейная защита выполняется в виде автономных устройств, устанавливаемых на элементах энергосистемы. Устройства РЗ реагируют на КЗ и действуют на отключение выключателей защищаемых элементов.

Релейная защита должна срабатывать при повреждениях в защищаемой зоне (при внутренних повреждениях) и не должна срабатывать при повреждениях вне защищаемой зоны (при внешних повреждениях), а также при отсутствии повреждений.

При эксплуатации защиты возможны нарушения данных функций (например, вследствие перегревателей срабатывания отдельных реле защиты, выходы из строя ее элементов), т.е. *инциденты функционирования*. Возможны следующие виды отказов: отказы срабатывания при требующемся срабатывании, срабатывании при повреждениях, требующих несрабатывания, и ложные срабатывания при отсутствии повреждений в энергосистеме.

Достаточно полноценное функционирование защиты обеспечивается при выполнении определенных требований к некоторым ее общим свойствам: селективности, устойчивости функционирования и надежности функционирования. Совокупность первого и второго свойств определяет техническое совершенство защиты.

В табл. 3.1 приведены указанные ранее требования применительно к релейной защите от КЗ.

Требования к релейной защите от КЗ

Общие свойства защиты	Требования к свойствам и зависимости от рода функции защиты		
	Срабатывание при внутренних КЗ	Несрабатывание при внешних КЗ	Несрабатывание без КЗ
Селективность	Селективность срабатывания при внутренних КЗ, защитоспособность, быстрота срабатывания	Селективность несрабатывания при внешних КЗ	Селективность несрабатывания без КЗ
Устойчивость функционирования	Устойчивость срабатывания, чувствительность к КЗ, устойчивость быстроты срабатывания	Устойчивость несрабатывания при внешних КЗ (отсутствие при внешних КЗ)	Устойчивость несрабатывания без КЗ (отсутствие без КЗ)
Надежность функционирования	Надежность срабатывания при внутренних КЗ	Надежность несрабатывания при внешних КЗ	Надежность несрабатывания без КЗ

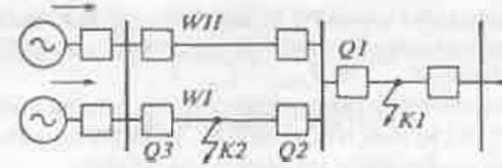


Рис. 3.5. Селективное отключение поврежденного участка при КЗ в сети

Селективность. Селективность (избирательность действия) защиты от КЗ проявляется в том, что при КЗ обеспечивается отключение только поврежденного элемента системы с помощью выключателей. Так, при КЗ в точке $K1$ (рис. 3.5) защита отключает поврежденную линию выключателем $Q1$, т. е. ближайшим к месту повреждения выключателем. При этом все потребители, кроме питающихся от поврежденной линии, остаются в работе. При КЗ в точке $K2$ отключается поврежденная линия WII , а линия $WIII$ остается в работе.

Селективность не исключает возможности срабатывания резервных защит в случаях отказа выключателей или защит смежных поврежденных элементов.

Селективность срабатывания устройства защиты при внутренних КЗ характеризуется его защитоспособностью и быстротой срабатывания.

Защитоспособность. Это свойство (способность) защиты защищать весь элемент при всех учитываемых видах повреждений и аномальных режимов.

Быстрота срабатывания защиты. Она необходима для уменьшения влияния понижения напряжения на работу потребителей. Благодаря ей уменьшаются размеры разрушений поврежденного элемента, увеличивается эффективность действия устройств автоматического повторного включения (АПВ) и автоматического включения резерва (АВР).

Быстрота срабатывания защиты связана с сохранением устойчивости электрической системы и потребителей. Так, в современных энергосистемах для сохранения устойчивости требуется очень малое время отключения при КЗ: на линиях электропередач напряжением 300...500 кВ поврежденный участок надо отключить через 0,10...0,12 с после возникновения повреждения, в сетях напряжением 110 или 220 кВ — через 0,15...0,30 с; в распределительных сетях напряжением 6 или 10 кВ — через 1,5...3,0 с. Однако для каждого конкретного случая это время может быть своим. Если остаточное напряжение на шинах получается меньше 60% номинального, то для сохранения устойчивости следует применять быстровосстанавливающую защиту.

Полное время отключения поврежденного участка $t_{откл}$ складывается из времени срабатывания защиты $t_{зд}$ и времени отключения выключателя $t_{отк}$, т.е. $t_{откл} = t_{зд} + t_{отк}$.

Быстрое отключение оборудования не всегда является необходимым, поэтому время отключения зависит от того, насколько опасна ситуация в каждом конкретном случае.

Требование селективности является основным условием для обеспечения надежного питания потребителей. Неселективное действие защиты может привести к аварии, но в отдельных случаях такое действие допускается, если не имеют места аварийные ситуации.

Устойчивость функционирования. Это свойство защиты от КЗ определяется устойчивостью несрабатывания (отстроенностью) при внешних КЗ и в режимах без КЗ и устойчивостью срабатывания (чувствительностью) при КЗ в защищаемой зоне.

Чувствительность. Это свойство релейной защиты реагировать на возможные повреждения в защищаемой зоне и достаточно быстро отключить поврежденный участок для сохранения работоспособности как отключенных, так и оставшихся в работе элементов сети.

Релейная защита должна обладать достаточной чувствительностью при возникновении КЗ в пределах зоны ее действия.

Чувствительность релейной защиты определяется тем минимальным значением параметра (тока, напряжения и др.), на который реагирует данная защита.

Чувствительность защиты принято характеризовать коэффициентом чувствительности $k_{ч}$. Для защит, реагирующих на КЗ,

$$k_{ч} = I_{к\min} / I_{зд} \quad (3.1)$$

где $I_{к\min}$ — минимальный ток КЗ; $I_{зд}$ — наименьший ток, при котором защита начинает действовать, т.е. ток срабатывания защиты.

Устойчивость быстроты срабатывания характеризуется стабильностью времени срабатывания защиты при внутренних КЗ (относится в основном к защитам, работающим без выдержки времени).

Надежность функционирования. Под *надежностью* понимается свойство выполнять заданные функции с заданным техническим совершенством.

Требование надежности состоит в том, что защита должна безотказно срабатывать при КЗ в пределах установленной для нее зоны и не должна срабатывать в режимах, при которых ее работа не предусматривается.

Надежность защиты обеспечивается простотой схемы, уменьшением в ней числа реле, простотой используемых конструкций, высоким качеством реле, монтажных материалов, самого мон-

тажа и контактных соединений, а также правильным техническим обслуживанием устройств защиты при эксплуатации.

Контрольные вопросы

1. Какие виды оперативного тока применяются в релейной защите?
2. Назовите источники переменного оперативного тока.
3. Какие требования предъявляются к релейной защите?
4. Какие виды отказов могут иметь место в релейной защите?
5. Что понимается под требованием селективности применительно к релейной защите?
6. Что такое чувствительность релейной защиты?

МАКСИМАЛЬНЫЕ ТОКОВЫЕ ЗАЩИТЫ И ТОКОВЫЕ ОТСЕЧКИ

4.1. Максимальная токовая защита

4.1.1. Принцип действия и селективность МТЗ

Токковые релейные защиты приходят в действие при увеличении тока в фазах (например, линии) сверх определенного значения. В качестве реле, реагирующих на возрастание тока, используются максимальные токовые реле.

Токковые релейные защиты подразделяются на максимальные токовые (МТЗ) и токовые отсечки (ТО). Основное различие между ними заключается в способе обеспечения селективности. Селективность действия МТЗ достигается с помощью выдержки времени, а ТО — соответствующим выбором тока срабатывания.

Максимальные токовые защиты являются основными защитами для сетей с односторонним питанием. Их устанавливают в начале каждой линии со стороны источника питания.

В радиальной сети с односторонним питанием защита устанавливается на каждой линии. Защита наиболее удаленной от источника питания линии имеет наименьший ток срабатывания и наименьшую выдержку времени. Защита каждой последующей линии имеет выдержку времени, большую, чем у предыдущей защиты.

При КЗ, например в точке $K1$ (рис. 4.1, a), ток КЗ проходит по всем участкам сети, расположенным между источником питания G и местом повреждения, в результате чего приходят в действие все защиты 1—4. Однако по условию селективности сработать на отключение должна только защита 4, установленная на поврежденной линии. Для обеспечения указанной селективности максимальные защиты выполняются с выдержками времени, нарастающими от потребителя M к источнику питания, как это показано на рис. 4.1, b . При соблюдении этого принципа в случае КЗ в точке $K1$ сети раньше других сработает защита 4 и произведет отключение поврежденной линии. Защиты 1, 2 и 3 вернутся в начальное положение, не успев подействовать на отключение.

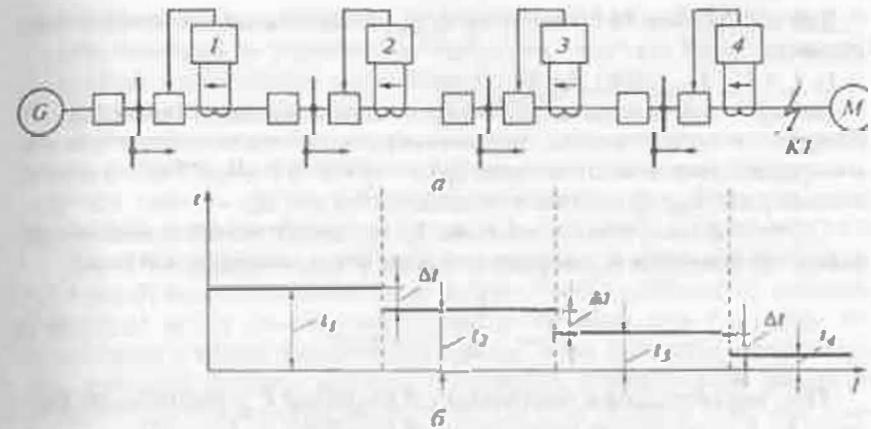


Рис. 4.1. Максимальные токовые защиты в радиальной сети с односторонним питанием:

a — размещение защит 1—4, b — выдержки времени защит, выбранные по ступенчатому принципу

Рассмотренный принцип выдержек времени называется *ступенчатым*.

Максимальные токовые защиты выполняются по трех- и двухфазным схемам. По способу питания оперативных цепей МТЗ коэффциентного действия подразделяются на МТЗ на постоянном и переменном оперативном токе. По характеру зависимости временной действия от тока различают МТЗ с зависимой и независимой характеристиками.

Параметрами срабатывания МТЗ являются ток $I_{ср}$ и время $t_{ср}$ срабатывания защиты.

4.1.2. Выбор тока срабатывания

МТЗ должна надежно работать при повреждениях на защищаемом участке, но в то же время она не должна действовать при максимальном рабочем токе нагрузки $I_{н.р.макс}$ и кратковременных перегрузках, вызванных пуском и самозапуском электродвигателей. Суммарный ток во время самозапуска может превосходить суммарный максимальный рабочий ток нагрузки установившегося режима $I_{р.макс}$.

Увеличение тока нагрузки из-за самозапуска электродвигателей оценивают коэффициентом самозапуска $k_{сз}$, показывающим, во сколько раз возрастает ток $I_{н.р.макс}$.

Для отстройки МТЗ по току $I_{н\text{ макс}}$ необходимо выполнить два условия:

$$1) I_n \geq k_{отс} I_{н\text{ макс}} = k_{отс} k_{сч} I_{р\text{ макс}}$$

где I_n — ток возврата МТЗ (реле максимального тока); $k_{отс}$ — коэффициент отстройки, учитывающий возможную погрешность в определении значения тока I_n (для реле РТ-40, РТ-80 и статических реле $k_{отс}$ принимается равным 1,1...1,2).

С учетом того, что отношение $I_n/I_{сз}$ представляет собой коэффициент возврата k_n , первое условие можно записать в виде

$$I_{сз} \geq \frac{k_{отс}}{k_n} k_{сч} I_{р\text{ макс}} \quad (4.1)$$

При преобладании двигательной нагрузки $k_{сч}$ принимают равным 3...6; при малой двигательной нагрузке — 1,5...2,0;

$$2) I_{сз} > I_{н\text{ макс}}$$

Наибольшее значение $I_{н\text{ макс}}$ имеет обычно в следующих последовательных режимах:

- при отключении одной из параллельных линий (нагрузка на оставшейся увеличивается);

- при успешном включении (под действием АПВ или вручную) отключавшейся из-за повреждения линии с подключенной к ней нагрузкой;

- при подключении к находящейся в работе линии под действием АВР дополнительной нагрузки. При включении секционного выключателя устройством АВР необходимо учитывать наброс мощности на первую линию при отключении линии, и наоборот.

Ток срабатывания реле $I_{ср}$ определяется с учетом коэффициента трансформации трансформатора тока $k_{ТТ}$ и схемы включения реле:

$$I_{ср} = k_{сч} \frac{I_{сз}}{k_{ТТ}} \quad (4.2)$$

где $k_{сч}$ — коэффициент схемы, равный отношению тока, проходящего в токовом реле защиты при симметричном режиме работы линии, к вторичному току ТТ защиты.

Для схемы соединения в «звезду» (полную или неполную) $k_{сч} = 1$, для схемы с включением реле на разность токов двух фаз $k_{сч} = \sqrt{3}$.

Как видно из выражения (4.1), значение $I_{сз}$ зависит от k_n и $I_{р\text{ макс}}$. Ток срабатывания обратно пропорционален k_n , поэтому для уменьшения $I_{сз}$ стремятся применять токовые реле с высоким коэффициентом возврата (примерно 0,85 и выше).

Существенное значение для надежной отстройки защиты по току нагрузки имеет правильная оценка величины $I_{н\text{ макс}}$. Опреде-

ля максимальное значение тока нагрузки, нужно учитывать реально возможное увеличение нагрузки, обычно возникающее в результате нарушения нормальной схемы сети.

Таким образом, ток срабатывания максимальной токовой защиты, т. е. минимальный ток в фазах линии, при котором защита срабатывает, выбирается больше максимального рабочего тока защищаемой линии с учетом необходимости возврата защиты после отключения участка, где произошло КЗ, защитой данного участка.

Ток срабатывания, выбранный исходя из условия отстройки по току нагрузки, проверяют по условию чувствительности защиты. Проверку ведут по минимальному значению тока $I_{к\text{ мин}}$ при повреждении в конце защищаемой зоны. Зона действия максимальной токовой защиты должна охватывать защищаемую линию и обеспечивать резервирование защиты следующего участка. Чувствительность МТЗ оценивается коэффициентом чувствительности k_s [см. формулу (3.1)].

Для защищаемой линии считается допустимым $k_s \geq 1,5$; при КЗ на резервируемом участке допускается $k_s \geq 1,2$.

Как правило, расчетам по чувствительности видом КЗ для защиты от междуфазных повреждений является двухфазное КЗ.

4.1.3. Выбор выдержки времени

Выдержку времени МТЗ для обеспечения селективности выбирают по ступенчатому принципу (см. рис. 4.1, б).

Разницу между временем действия МТЗ двух смежных участков называют *ступенью селективности* Δt . Если выдержка времени предыдущего участка равна t_1 , то выдержка времени последующего участка (в направлении к источнику питания) должна быть $t_2 = t_1 + \Delta t$. С учетом погрешности срабатывания реле времени $t_2 = t_1 + \Delta t + t_{зап}$, где $t_{зап}$ — время запаса.

Для применяемых в эксплуатации реле и выключателей ступень селективности при МТЗ с независимой характеристикой (выдержкой времени) колеблется в пределах 0,2...0,6 с, а при МТЗ с зависимой характеристикой — 0,6...1,0 с. Чаще всего ступень селективности принимают равной 0,5 с.

4.1.4. Схемы МТЗ

На рис. 4.2, а показана принципиальная схема двухфазной двухрепитной максимальной токовой защиты с независимой выдержкой времени. Защиту, выполненную по этой схеме, широко используют в сетях с изолированной нейтралью, а также с нейтралью, заземленной через ДПР.

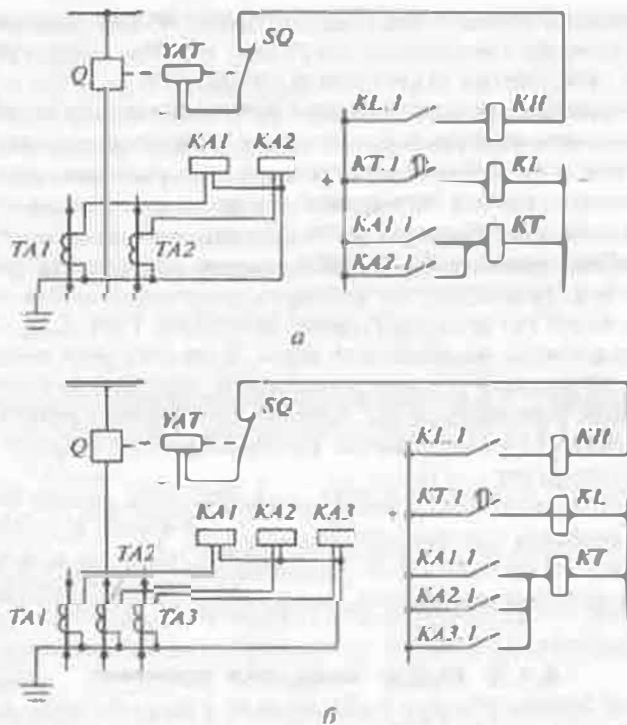


Рис. 4.2. Принципиальные схемы двухфазной двухрелейной (а) и трехфазной трехрелейной (б) максимальной токовой защиты с независимой выдержкой времени

На рис. 4.2, б представлена трехфазная трехрелейная схема. Защита, выполненная по этой схеме, действует при всех видах КЗ между фазами и замыкании одной или двух фаз на землю. Ее применяют также в сетях с глухозаземленной нейтралью.

На рис. 4.3 показана схема трехфазной трехрелейной МТЗ с зависимой выдержкой времени. Трехфазные схемы дороже двухфазных из-за большего количества оборудования и соединительных проводов. Кроме того, в большинстве случаев трехфазные защиты по сравнению с двухфазными работают неизбирательно при двойных замыканиях на землю.

Для повышения чувствительности МТЗ дополняется блокировкой (пуском) по напряжению, благодаря чему защита действует только при КЗ и не действует в режиме максимальной нагрузки и при самозапуске электродвигателей. Измерительный орган напряжения (ИОН) такой защиты выполняется с помощью реле минимального напряжения и действует совместно с токовым реле измерительного органа тока (ИОТ).

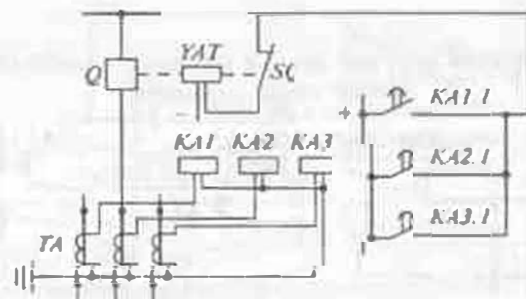


Рис. 4.3. Принципиальная схема трехфазной трехрелейной максимальной токовой защиты с зависимой выдержкой времени

При КЗ, когда возрастает ток и резко уменьшается напряжение, срабатывают оба измерительных органа (ИОН и ИОТ) и с заданной выдержкой времени МТЗ действует на отключение линии.

При перегрузке, когда возрастает ток, а напряжение изменяется незначительно, приходят в действие только токовые реле, ИОН блокирует МТЗ, так как реле напряжения не действуют. Недействие ИОН при перегрузке обеспечивается выбором соответствующей уставки срабатывания реле минимального напряжения. Уставка должна быть такой, чтобы реле не срабатывало при минимальном рабочем напряжении $U_{р.мин}$. Поэтому токовое реле отстраивают не по $I_{н.макс}$, а по току нагрузки нормального режима $I_{р.норм}$:

$$I_{сз} = \frac{k_{отс}}{k} I_{р.норм} \quad (4.3)$$

Сравнение выражений (4.1) и (4.3) позволяет сделать вывод, что чувствительность МТЗ с блокировкой по напряжению выше чувствительности МТЗ без блокировки по напряжению.

Уставку срабатывания ИОН определяют по формуле

$$U_{сз} = \frac{U_{р.мин}}{k_{отс} k_p}$$

При этом напряжение срабатывания реле напряжения

$$U_{ср} = \frac{U_{р.мин}}{k_{отс} k_{ТН}}$$

где $U_{р.мин}$ — остаточное напряжение при самозапуске двигателей; $k_{отс} = 1.1 \dots 1.2$; $k_p = 1.1 \dots 1.25$; $k_{ТН}$ — коэффициент трансформации ТН.

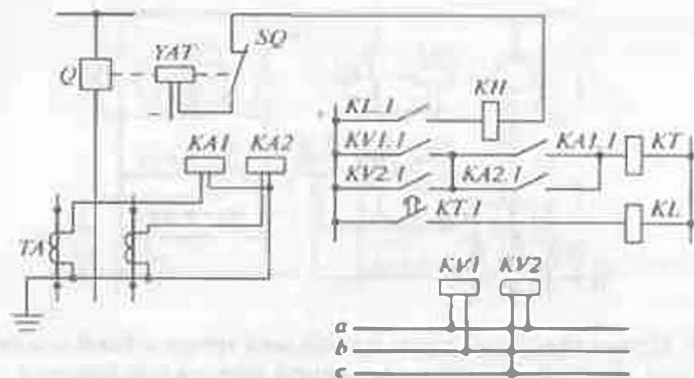


Рис. 4.4. Принципиальная схема двухфазной максимальной токовой защиты с блокировкой по минимальному напряжению

Чувствительность ИОН при КЗ определяется коэффициентом $k_{\text{н.с.}} = U_{\text{с.р.}} / U_{\text{с.р.макс.}}$, где $U_{\text{с.р.макс.}}$ — максимальное значение остаточного напряжения при КЗ в конце резервируемого участка МТЗ. При этом допустим $k_{\text{н.с.}} \geq 1,2$.

На рис. 4.4 показана принципиальная схема двухфазной МТЗ с блокировкой по напряжению с помощью реле минимального напряжения. Применение этой схемы объясняется тем, что в некоторых случаях выбор тока срабатывания МТЗ линии больше, чем $I_{\text{р.макс.}}$, приводит к сильному загромождению защиты, т.е. срабатыванию защиты при большем токе. Максимальную токовую защиту с блокировкой с помощью реле минимального напряжения применяют на коротких линиях и линиях средней длины, так как на длинных линиях она оказывается недостаточно чувствительной.

4.1.5. Согласование защит по чувствительности

Принцип согласования защит по чувствительности требует, чтобы защита, расположенная ближе к источнику питания, была менее чувствительна, чем защита, расположенная дальше от источника питания. При согласовании защит по чувствительности учитывают тот факт, что токи нагрузки и токи КЗ в удаленных точках складываются алгебраически. Поэтому условие согласования по чувствительности для последующей МТЗ представляют в виде

$$I_{\text{н.с.}} \geq \frac{k_{\text{н.с.}}}{k_{\text{р}}} \left[(nI_{\text{с.р.макс.}})_{\text{групп.}} + \sum_1^{N-n} I_{\text{р.макс.}} (N-n) \right]$$

Таблица 4.1

Рекомендуемые значения $k_{\text{н.с.}}$ для расчета максимальных токовых защит линий

Тип реле	Значение $k_{\text{н.с.}}$ при напряжении линий, кВ	
	110 и выше	6, 10, 20, 35
РТ-40	1,1...1,2	1,25
РТ-80, РТ-90	—	1,3...1,4
РТВ	—	1,5

где $k_{\text{н.с.}}$ — коэффициент надежности согласования, величина которого зависит от точности работы реле и ТТ, точности настройки реле и т.п. (берется по табл. 4.1); $k_{\text{р}}$ — коэффициент токораспределения, учитываемый при наличии нескольких источников питания (при одном источнике питания $k_{\text{р}} = 1$); $(nI_{\text{с.р.макс.}})_{\text{групп.}}$ — наибольшее из произведений числа n параллельно работающих эле-

ментов (предыдущих) и тока срабатывания их защит; $\sum_1^N I_{\text{р.макс.}}$ —

геометрическая сумма максимальных рабочих токов всех предыдущих элементов подстанции за исключением тех, с защитами которых производят согласование; при однофазной нагрузке допустимо арифметическое сложение токов нагрузки.

Наибольшее трудности вызывает согласование между собой МТЗ с разными характеристиками, МТЗ с предохранителями, а также согласование защитных устройств в сетях с параллельно работающими элементами и трансформаторами, имеющими большие диапазоны регулирования напряжения.

4.1.6. Оценка МТЗ

Максимальная токовая защита получила широкое распространение в радиальных сетях напряжением до 35 кВ. Защита надежна, так как проста по исполнению и в эксплуатации. Селективность защиты обеспечивается только в радиальной сети с одним источником питания.

Защита небыстродействующая, причем наибольшую выдержку времени имеют защиты одиночных участков сети, для которых быстрое отключение участка, где произошло КЗ, особенно важно с точки зрения надежности снабжения потребителей электроэнергией.

В отдельных случаях при значительном уменьшении мощности источника питания в минимальных эксплуатационных режимах чувствительность защиты может оказаться недостаточной, особенно при КЗ на соседних участках сети, когда рассматриваемая защита должна действовать как резервная.

4.2. Токовая отсечка

4.2.1. Назначение и принцип действия ТО

Основной недостаток максимальной токовой защиты заключается в наличии относительно большой выдержки времени. Поэтому максимальную токовую защиту используют, если это возможно, совместно с быстродействующей токовой защитой — токовой отсечкой.

Токовая отсечка является разновидностью МТЗ, обеспечивающей быстрое отключение участка, где произошло КЗ. Различают ТО мгновенного действия и ТО с выдержкой времени.

Селективность ТО обеспечивается соответствующим выбором токов ее срабатывания. ТО не должна работать при КЗ за пределами своей зоны действия, а также на смежных участках сети, защита которых имеет выдержку времени, равную или большую, чем выдержка времени отсечки. Поэтому ток срабатывания отсечки $I_{отс}$ должен быть больше максимального тока КЗ, проходящего через токовое реле отсечки при повреждении в конце участка (например, участка MM на рис. 4.5), за пределами которого она не должна работать: $I_{отс} > I_{KM}$.

Такой способ ограничения зоны действия основан на том, что ток КЗ I_A зависит от расстояния между источником и местом повреждения (см. график на рис. 4.5).

Известно, что ток КЗ в какой-либо точке рассматриваемого участка линии

$$I_A = \frac{E_c}{X_{\Sigma} + X_{\text{л.к}}} = \frac{E_c}{X_{\Sigma} + x \cdot l_k} \quad (4.4)$$

где E_c — эквивалентная ЭДС генераторов энергосистемы; X_{Σ} — сопротивление энергосистемы и участка линии до точки КЗ (активная составляющая сопротивления для простоты не учитывается); x — удельное сопротивление линии, Ом/км; l_k — длина защищаемой линии от ее начала до точки КЗ.

Из выражения (4.4) следует, что при удалении точки КЗ от источника питания (или от места расположения защиты) сопротив-

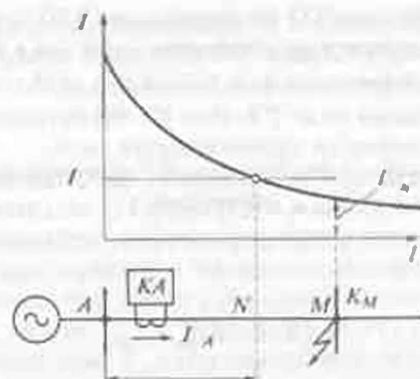


Рис. 4.5. Схемы, поясняющая принцип действия токовой отсечки

ление $X_{\Sigma k}$ растет ($X_{\Sigma k} \sim l_k$), а ток КЗ соответственно уменьшается, как показано на рис. 4.5.

Зона действия мгновенной ТО по условиям селективности не должна выходить за пределы защищаемой линии. Зона действия ТО, работающей с выдержкой времени, выходит за пределы защищаемой линии, и по условию селективности ее надо отстранить от конца зоны защиты смежного участка по току и по времени.

Токовые отсечки применяются как в радиальной сети с односторонним питанием, так и в сети, имеющей двустороннее питание.

Для обеспечения расчетной зоны действия отсечки трансформаторы тока, питающие ее цепи, должны работать при токе срабатывания отсечки (т. е. при $I_{отс} = I_{отс}$) с погрешностью не более 10 %.

4.2.2. Мгновенные ТО на линиях с односторонним питанием

Ток срабатывания мгновенной ТО при КЗ в конце защищаемой линии, т. е. в точке M (см. рис. 4.5),

$$I_{отс} = k_{отс} I_{KM \max} \quad (4.5)$$

где $k_{отс}$ — коэффициент отстройки; $I_{KM \max}$ — максимальный ток КЗ в фазе линии при КЗ на шинах подстанции (в точке M на рис. 4.5).

Ток КЗ $I_{KM \max}$ рассчитывается для режимов и повреждений, при которых он является наибольшим. Поскольку собственное время действия ТО составляет 0,01 ... 0,02 с, ток КЗ рассчитывается для момента времени $t = 0$ и принимается равным действующему значению первоначальной составляющей.

Если время действия ТО не превышает 0,02 с, то в этом случае учитывают апериодическую составляющую тока КЗ, т. е. умножают $I_{кз\max}$ на коэффициент $k_{\text{ап}} = 1,6 \dots 1,8$.

Для ТО с токовыми реле РГ-40 и РТ-90 принимают $k_{\text{ап}} = 1,5$ из-за большой погрешности срабатывания реле.

На линиях, питающих подстанции, необходимо не только выполнять условие (4.5), но и отстроить ТО по суммарному броску тока намагничивания трансформаторов, установленных на этих подстанциях, т. е.

$$I_{\text{сз}} \geq (3 \dots 5) \sum I_{\text{тн.ном}} \quad (4.6)$$

где $\sum I_{\text{тн.ном}}$ — суммарный номинальный ток трансформаторов подстанции.

Окончательно ток срабатывания ТО принимают равным большему из значений, определенных по формулам (4.5) и (4.6)

Ток срабатывания реле определяют по формуле (4.2).

Зону действия ТО обычно находят графически, как показано на рис. 4.5, но можно также определить ее по формуле

$$x_{\text{отс}} \% = \frac{100}{X_{\text{л}}} \left(\frac{E_{\text{с}}}{I_{\text{сз}}} - X_{\text{ст}} \right),$$

где $x_{\text{отс}} \%$ — зона действия ТО, выраженная в процентах от сопротивления защищаемой линии; $X_{\text{л}}$ — сопротивление защищаемой линии; $I_{\text{сз}}$ — ток срабатывания ТО, выбранный по условиям (4.5) и (4.6); $X_{\text{ст}}$ — сопротивление энергосистемы.

В соответствии с правилами устройства электроустановок (ПУЭ) рекомендуется применять ТО, если ее зона действия охватывает не менее 20% защищаемой линии. В качестве резервной ее применяют и при меньшей зоне действия.

Время действия мгновенной ТО складывается из времени срабатывания токовых и промежуточного реле. При промежуточном реле с собственным временем действия 0,02 с отсечка срабатывает в течение времени $t_{\text{сз}} = 0,04 \dots 0,06$ с. Наличие промежуточного реле с таким временем действия позволяет не учитывать апериодическую составляющую тока КЗ, так как последняя затухает за 0,02...0,03 с.

Применение промежуточного реле с временем действия 0,06...0,08 с позволяет отстроить ТО по времени работы разрядников, которое составляет примерно 0,01...0,02 с.

Мгновенную ТО, которая действует за пределами своей линии, называют *неселективной*. Такие отсечки применяются для биаст-

рого отключения всей защищаемой линии при КЗ в любой ее точке. Неселективное действие ТО при КЗ вне линии исправляется с помощью АПВ, включающего отключившуюся линию.

4.2.3. Мгновенные ТО на линиях с двусторонним питанием

На линии с двусторонним питанием мгновенная отсечка не должна действовать при КЗ за пределами защищаемой линии (в точках K_A и K_B на рис. 4.6). Исходя из этого ток срабатывания выбирают большим тока $I_{\text{сз.А}}$, проходящего от генератора А при КЗ на шинах В, и тока $I_{\text{сз.В}}$, проходящего от генератора В при КЗ на шинах А. Ток срабатывания определяют по формуле (4.5), в которую вместо $I_{\text{кз}\max}$ подставляют больший из токов: $I_{\text{сз.А}}$ или $I_{\text{сз.В}}$.

Кроме того, ТО отстраивают по току качания генератора А относительно генератора В, т. е.

$$I_{\text{сз}} = k_{\text{отс}} I_{\text{кв.отс}} \quad (4.7)$$

где $k_{\text{отс}} = 1,2 \dots 1,3$.

Окончательно ток срабатывания принимают равным большему из значений, полученных по формулам (4.5) и (4.7).

На линиях с двусторонним питанием отсечки устанавливаются с обеих сторон линии, причем у этих отсечек одинаковый ток срабатывания.

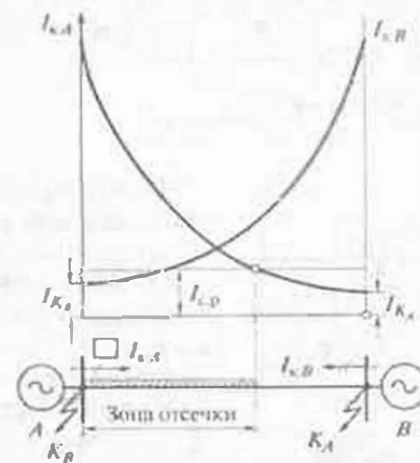


Рис. 4.6. Мгновенные отсечки на линии с двусторонним питанием

4.2.4. ТО с выдержкой времени

В связи с тем что мгновенная ТО защищает только часть линии, для защиты всей линии с минимальным временем действия применяют ТО с выдержкой времени (рис. 4.7). Зону и время действия такой отсечки 1 (рис. 4.8) согласуют с зоной и временем действия мгновенной отсечки 2 для обеспечения селективности.

Условие согласования этих отсечек по времени

$$t_{11} = t_{12} + \Delta t,$$

где t_{11}, t_{12} — время действия соответственно отсечек 1 и 2; Δt — ступень селективности.

В сети с односторонним питанием при КЗ в точке K ток, проходящий через защиты 1 и 2, одинаков, т. е. $I_{K1} = I_{K2} = I_K$. Поэтому условие согласования зон действия защит 1 и 2 имеет вид

$$I_{c11} = k_{отс} I_{c12} \quad (4.8)$$

где $k_{отс} = 1,1 \dots 1,2$.

В сети с двусторонним питанием токи I_{K1} и I_{K2} , проходящие через защиты 1 и 2, неодинаковы (рис. 4.9): $I_{K2} > I_{K1}$.

Для согласования зон действия отсечек 1 и 2 графическим способом строятся зависимости I_{c11} и I_{c12} от расстояния l до точки КЗ.

По пересечению прямой I_{c12} с кривой I_{c11} (точка M) определяют конец зоны действия отсечки 2. По току в точке M необходимо отстроить отсечку 1. Для этого по кривой I_{c11} находят ток I_{K1} , проходящий в защите 1 при КЗ в конце зоны отсечки 2 (в точке M). В соответствии с условием (4.5)

$$I_{c11} = k_{отс} I_{K1}$$

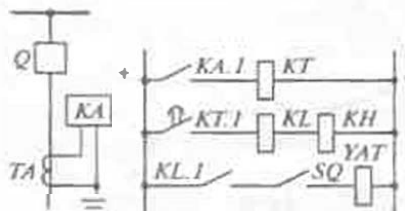


Рис. 4.7. Схема ТО с выдержкой времени на постоянном оперативном токе

Расчет ведут при максимальном значении тока I_{c11} и минимальном значении тока I_{c12} .

Отсечка должна быть отстроена также и по току I_{K1} при КЗ на шинах подстанции A . Зона действия отсечки 1 определяется по точке пересечения прямой I_{c11} с кривой I_{c11} , т. е. по точке N .

Схемы ТО с выдержкой времени выполняются так же, как

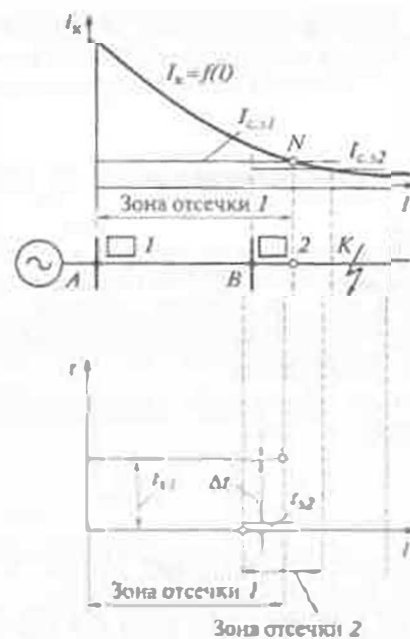


Рис. 4.8. Выбор I_{c1} отсечки с выдержкой времени на линии с односторонним питанием:

1 — ТО с выдержкой времени; 2 — мгновенная ТО

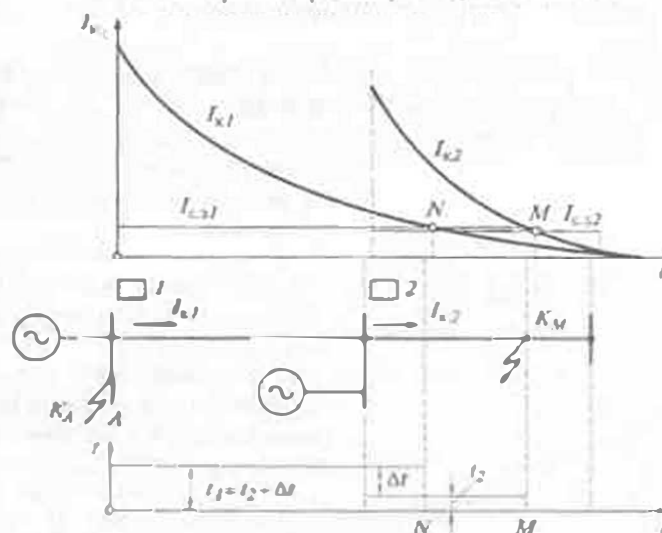


Рис. 4.9. Выбор I_{c1} отсечки с выдержкой времени на линии с двусторонним питанием:

1, 2 — ТО с выдержкой времени

и схемы МТЗ с независимой выдержкой времени (см. рис. 4.2). Токовая отсечка с выдержкой времени охватывает полностью защищаемую линию и частично соседствующий участок.

4.2.5. ТО с пуском (блокировкой) по напряжению

Если при отстройке отсечки по току КЗ на стороне низшего напряжения трансформатора (точка К1 на рис. 4.10) чувствительность отсечки при КЗ в конце линии (точка К2) будет неприемлемо низкой, то ТО целесообразно дополнить пусковым минимальным органом напряжения.

В этом случае ток срабатывания защиты выбирают в соответствии с выражением

$$I_{сз} = I_{к2 \text{ min}} / k_{чт} \quad (4.9)$$

где $k_{чт}$ — минимальный коэффициент чувствительности по току при КЗ в точке К2 ($k_{чт} \geq 1,3$).

Защита имеет измерительный орган тока, роль которого выполняют максимальные реле тока, и измерительный орган напряжения, в качестве которого используются минимальные реле напряжения. Измерительные органы подключают к защищаемой линии через ТТ и ТН. Отсечка сработает после того, как сработают оба измерительных органа, т.е. когда ток в линии превысит ток срабатывания защиты, а напряжение линии окажется ниже напряжения срабатывания защиты. ТО ложно не сработает при КЗ за трансформатором, так как ее действие блокируется (запрещается) с помощью реле минимального напряжения.

Напряжение срабатывания ТО с пуском от реле минимального напряжения выбирают по двум условиям:

1) отстройка по остаточному напряжению в месте установки защиты при КЗ за трансформатором при прохождении по линии тока, равного току срабатывания отсечки. В соответствии с этим условием напряжение срабатывания ТО определяют по формуле

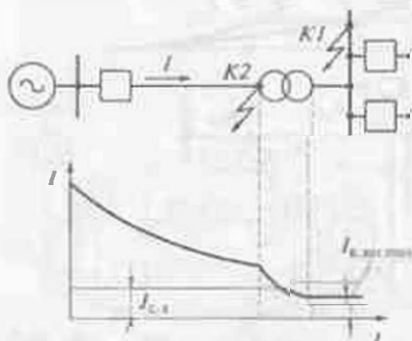


Рис. 4.10. Выбор тока срабатывания ТО токовой линии

$$U_{сз} = \frac{\sqrt{3} I_{сз} (Z_1 + Z_2)}{k_{отс}} \quad (4.10)$$

где Z_1, Z_2 — полные сопротивления соответственно линии и трансформатора; $k_{отс} = 1,2$;

2) отстройка по минимальному рабочему напряжению линии. Исходя из этого условия

$$U_{сз} = U_{р \text{ min}} / k_{отс} = 0,7 U_{ном} \quad (4.11)$$

Окончательно напряжение срабатывания ТО принимают равным меньшему из значений, полученных по формулам (4.10) и (4.11).

Напряжение срабатывания реле минимального напряжения

$$U_{ср} = U_{сз} / k_{тн}$$

где $k_{тн}$ — коэффициент трансформации ТН.

При перестройке предохранителей в цепи ТН, ко вторичной стороне которого подключены минимальные реле напряжения, последние могут сработать. Ложное действие защиты в нормальном режиме работы линии предотвращается соблюдением второго условия выбора тока срабатывания защиты, который должен быть больше максимального рабочего тока линии

$$I_{сз} = k_{отс} I_{н \text{ max}}$$

Защита имеет два измерительных органа (тока и напряжения), поэтому ее чувствительность должна быть обеспечена как по току, так и по напряжению.

Приемлемый коэффициент чувствительности по току находят из выражения (4.9). Коэффициент чувствительности по напряжению определяют по формуле

$$k_{чн} = \frac{U_{ср}}{U_{2 \text{ min}}}$$

где $U_{2 \text{ min}}$ — наибольшее вторичное напряжение ТН при трехфазном КЗ в конце защищаемой линии в максимальном режиме.

Приемлемым является $k_{чн} \geq 1,2$.

4.2.6. Оценка ТО

Селективности ТО обеспечивается выбором тока срабатывания, превышающего максимальный ток внешнего КЗ. Токовая

отсечка может применяться в электрической сети любой конфигурации с любым числом источников питания.

Токовая отсечка — быстродействующая и надежная защита. Основным достоинством ТО является быстрое устранение КЗ, возникающих вблизи источника питания, т.е. предотвращение повреждений, сопровождаемых большими токами КЗ.

Основной недостаток ТО заключается в том, что в общем случае она защищает только часть линии, поэтому не может быть основной защитой линии.

При совместном использовании МТЗ и ТО обеспечивается надежная защита линии на всем ее протяжении.

Сочетание ТО и МТЗ называется токовой защитой со ступенчатой характеристикой выдержки времени. Такая защита может быть двух- или трехступенчатой. В двухступенчатой защите в качестве первой ступени используется ТО, а в качестве второй — МТЗ. В трехступенчатой защите второй ступенью служит ТО с выдержкой времени, а третьей ступенью — МТЗ. Назначением второй ступени защиты является отключение поврежденной линии при возникновении КЗ вне зоны действия первой ступени, т.е. в конце линии. Третья ступень резервирует действие защит смежного участка сети.

Контрольные вопросы

1. На какие виды подразделяются токовые релейные защиты?
2. Когда применяется МТЗ?
3. Чем МТЗ отличается от ТО?
4. Как выбирается ток срабатывания МТЗ и ТО?
5. Как осуществляется согласование защит по чувствительности?
6. Каков принцип действия ТО?
7. В каких случаях применяется ТО с пуском по напряжению?

5.1. Назначение и принцип действия токовых направленных защит

Направленной называется защита, действующая при определенном направлении мощности КЗ. Направленные защиты применяются в сетях с двусторонним питанием (рис. 5.1, а) и в кольцевых сетях с одним источником питания (рис. 5.1, б).

При двустороннем питании места КЗ защита должна устанавливаться с обеих сторон защищаемой линии.



Рис. 5.1. Схемы радиальной сети с двусторонним питанием (а) и кольцевой сети с одним источником питания (б):

1—8 — токовые направленные защиты (стрелка указывает направление мощности, при котором защита действует на отключение)

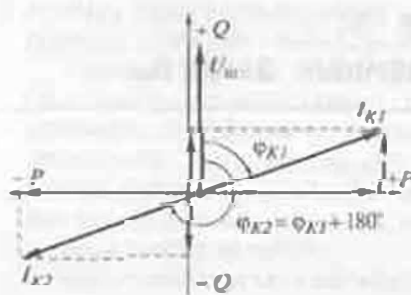


Рис. 5.2. Векторная диаграмма токов и напряжения в месте установки защиты *S* (см. рис. 5.1, *a*) при КЗ в точках *K1* и *K2*.

P, *Q* — соответственно активная и реактивная мощности; $U_{ш}$ — напряжение на шинах

Простая защита (МТЗ), реагирующая только на величину тока, в этих случаях не может обеспечить селективного отключения поврежденного участка, поэтому для селективного действия простой МТЗ ее дополняют реле направления мощности, реагирующим на знак (направление) мощности.

В сетях с двусторонним питанием и кольцевых сетях направления мощности КЗ зависят от места повреждения и могут быть противоположными. Например, при КЗ на линии *W2* в точке *K1* (см. рис. 5.1, *a*) через защиту *S* проходит ток I_{K1B} от источника питания *B* к точке КЗ. При КЗ в точке *K2* на линии *W3* ток I_{K2A} , проходящий по линии *W2* через защиту *S*, направлен от источника *A* и противоположен току I_{K1B} (рис. 5.2).

Таким образом, через защиту *S* ток проходит в двух противоположных направлениях. В этом случае простая МТЗ на подстанции (*n/cт*) *S* будет работать неселективно и ее надо дополнить реле направления мощности, которое будет срабатывать при направлении мощности КЗ от шин в линию. Следовательно, по направлению мощности КЗ можно судить о том, где произошло КЗ: на защищаемой линии или на присоединениях, отходящих от шин подстанции.

Кроме измерительного органа (реле тока) и органа (реле) направления мощности защита, как правило, имеет орган выдержки времени.

Максимальная направленная защита реагирует на величину тока и направление мощности при КЗ в поврежденных фазах линии. Она представляет собой МТЗ, дополненную реле направления мощности.

На рис. 5.3 показана однолинейная схема направленной МТЗ, состоящей из трех основных элементов (органов) защиты: токового реле *KA*, реагирующего на появление тока КЗ (пусковой орган защиты); реле направления мощности *KW*, реагирующего на определенное направление мощности КЗ (орган направления); реле времени *KT* (орган времени).

Поведение реле направления мощности зависит от знака подведенной к его зажимам мощности:

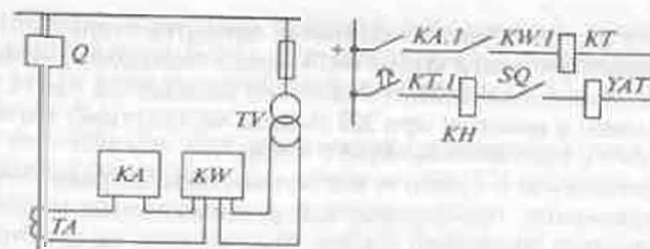


Рис. 5.3. Однолинейная схема направленной МТЗ

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

где α — угол, имеющий постоянное значение, равное 0 или 90°.

При КЗ на защищаемой линии сначала замыкают свои контакты токовые реле и реле направления мощности, приводя в действие реле времени. Через установленную выдержку времени контакты реле времени замыкаются, в результате чего подается импульс на отключение выключателя *Q*.

При КЗ на отходящих от данной подстанции линиях мощность КЗ направлена к шинам подстанции, поэтому контакты реле направления мощности остаются разомкнутыми (при этом контакты токового реле могут быть замкнуты) и направленная МТЗ не действует на отключение выключателя.

В нормальном режиме при направлении мощности на нагрузки от шин в линию реле направления мощности могут замыкать свои контакты, но срабатывания защиты не произойдет, так как контакты пускового (токового) реле остаются разомкнутыми. Поэтому пусковое реле отстраивают по току нагрузки ($I_{сз} > I_{нгр}$).

Для исключения действия направленной МТЗ при качаниях генераторов ее время действия должно быть больше 1 с.

5.2. Зона каскадного действия и мертвая зона направленных МТЗ

В кольцевых сетях может иметь место каскадное действие направленной МТЗ. Так, при КЗ в точке *K1* (см. рис. 5.1, *b*) ток, проходящий через место установки защиты *b*, может оказаться недостаточным для ее срабатывания. После отключения линии с противоположного конца защитой *7* ток в месте установки защиты *b* увеличится, что приведет к ее срабатыванию и отключению поврежденной линии с другого конца. Невозможность срабатывания защиты вследствие ее недостаточной чувствительности при

наличии КЗ на защищаемой линии до момента отключения линии с противоположного конца называется *каскадным действием* защиты. *Зоной каскадного действия* называется часть защищаемой линии, в которой при КЗ защита не действует до отключения линии с противоположного конца.

При трехфазном КЗ вблизи места установки направленной защиты напряжение, подводимое к реле направления мощности, может оказаться настолько малым, что это реле не сработает, а следовательно, защита откажет. Часть защищаемой линии, при КЗ в которой защита не срабатывает из-за недостаточного напряжения, подводимого к реле направления мощности, называется *мертвой зоной*.

Таким образом, каскадное действие защиты связано с недостаточной чувствительностью токового органа, а отказ в пределах мертвой зоны — с конечной чувствительностью (по напряжению) органа направления мощности. Мертвая зона возникает лишь при трехфазных КЗ вблизи места установки защиты при включении органа направления мощности на полное напряжение.

Наличие мертвой зоны является недостатком направленных МТЗ. Опыт эксплуатации показывает, что при применении чувствительных реле отказ защиты из-за мертвой зоны очень редок.

5.3. Ток срабатывания направленных МТЗ

Направленные МТЗ отстраивают по токам нагрузки с учетом самозапуска двигателей в послеварийном режиме:

$$I_{сз} = \frac{k_{от} k_{ср} I_{нmax}}{k_{з}} \quad (5.1)$$

Максимальное значение тока нагрузки $I_{нmax}$ определяют исходя из наиболее тяжелых, но реальных режимов. Известно, что максимальные нагрузки в линиях возникают при размыкании кольцевых сетей и радиальных сетей с двусторонним питанием.

Кроме того, МТЗ отстраивают по токам, возникающим в неповрежденных фазах при КЗ на землю в сети с глухозаземленной нейтралью:

$$I_{сз} = k_{от} I_{нф} \quad (5.2)$$

где $I_{нф}$ — полный ток в неповрежденной фазе.

При двухфазных КЗ на линии, питающей нагрузку, в неповрежденной фазе проходит ток нагрузки I_n . В сетях с глухозаземленной нейтралью при замыкания на землю (одно- и двух-

фазных) в неповрежденных фазах кроме тока I_n появляется некоторая доля тока КЗ $I_{кz}$. Ее величина определяется расчетом и равна части тока нулевой последовательности I_0 , возникающего в месте КЗ.

Таким образом, при замыканиях на землю полный ток в неповрежденной фазе

$$I_{нф} = I_n + k I_{кz}$$

где k — коэффициент, учитывающий долю тока $I_{кz}$ замыкающего по неповрежденной фазе.

Для защиты в сети с малым током замыкания на землю (где $I_{нф} = I_n$) и защит в сети с глухозаземленной нейтралью, блокируемых при КЗ на землю, $I_{сз}$ выбирают только по условию (5.1).

5.4. Выдержки времени направленных МТЗ

Наличие реле направления мощности в схемах защиты сети с двусторонним питанием обуславливает деление защит на две группы (рис. 5.4): 1, 3, 5 и 2, 4, 6.

Выдержки времени двух групп защит выбираются по встречно-ступенчатому принципу, что обеспечивает селективное от-

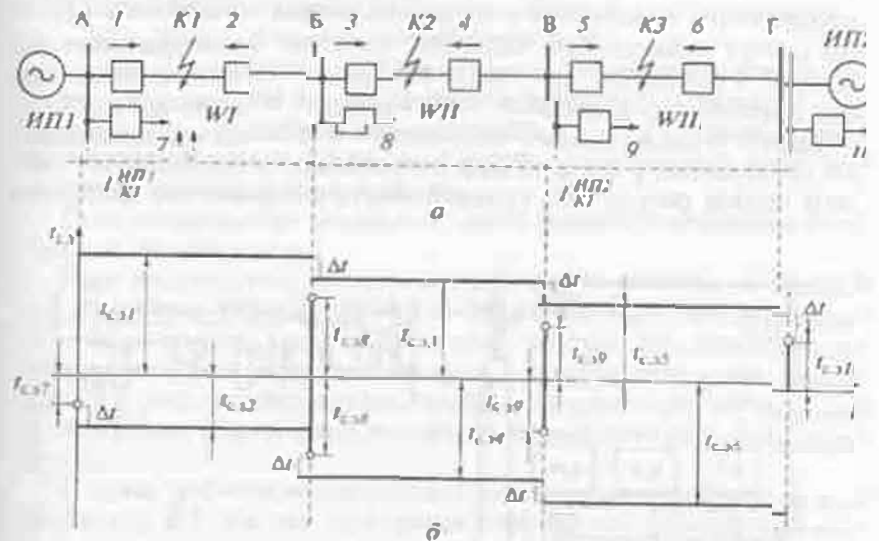


Рис. 5.4. Защищаемая сеть (а) и характеристики выдержки времени максимальных токовых направленных защит (б);

1—10 — защиты; W1—W3 — линии; ИП1, ИП2 — источники питания

какочение поврежденной линии. При этом учитываются также выдержки времени защит линии 7, 8, 9, 10, присоединенных к шинам подстанции соответственно А, Б, В, Г.

В кольцевой сети с одним источником питания защиты присоединенных сторон 2 и 6 головных участком сети (см. рис. 5.1, б) отстраивают только по времени действия трубчатых разрядников, установленных на линиях, поэтому время срабатывания защит относительно мало (около 0,1 с).

Анализ выдержек времени защит сети с двусторонним питанием показывает, что не все защиты в сети должны быть направленными. На одном из концов линии, где защита имеет большую выдержку времени (по сравнению с защитой противоположного конца), она может быть выполнена ненаправленной. Ненаправленными могут быть выполнены также защиты обоих концов линии, если они имеют одинаковые выдержки времени [10].

В соответствии с этим в сети, показанной на рис. 5.4, а, только две защиты (2 и 5) должны быть выполненными направленными. Остальные защиты могут быть ненаправленными.

Чтобы понять работу защиты в схеме на рис. 5.4, а, предположим, что произошло КЗ в точке К1. При этом ток КЗ будет идти к месту КЗ от обоих источников питания (см. направленные стрелки на рис. 5.4, а). Задача защит состоит в том, чтобы линию W1 отключить с обеих сторон. Сначала сработает защита 2, так как направление ее действия совпадает с направлением тока I_{K1}^{III} и она имеет наименьшую выдержку времени. Затем сработает защита 1, в результате чего линия W1 будет отключена с обеих сторон. Аналогично работают защиты при КЗ в точках К2 и К3.

Таким образом, орган направления мощности устанавливается на тех защитах, у которых при направлении мощности КЗ к шинам нельзя обеспечить селективность посредством выдержки

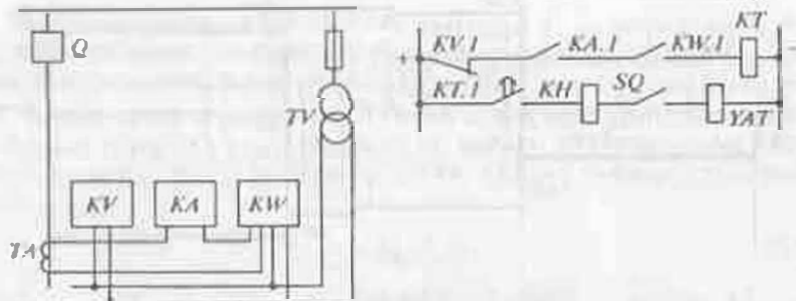


Рис. 5.5. Однолинейная схема направленной МТЗ с блокировкой по минимальному напряжению

времени. В тех же случаях, когда при направлении мощности КЗ к шинам селективность удастся обеспечить с помощью выдержки времени, можно применять простую МТЗ.

Защиты согласовывают по времени и с защитами других присоединений, отходящих от шин противоложной подстанции. Так, защиту 4 (см. рис. 5.4) согласовывают с защитами 6 и 8, если $I_{K3} > I_{K2}$, то $I_{K3} = I_{K2} + \Delta I$.

В тех случаях, когда по условию чувствительности к КЗ токочные реле не удается отстроить по максимальной нагрузке, применяют блокировку с помощью реле минимального напряжения (рис. 5.5).

5.5. Реле направления мощности

К реле направления мощности предъявляются следующие требования:

- для уменьшения мертвой зоны напряжение, при котором реле еще может сработать, должно быть возможно меньшим;
- для обеспечения селективности защиты реле должно срабатывать при всех фазовых сдвигах φ (между напряжением и током, подводимыми к реле), соответствующих направлению мощности КЗ от шин в линию, и не должно срабатывать при противоположном направлении мощности;
- реле должно быть быстродействующим;
- должен отсутствовать самоход реле, под которым понимается заглубление реле либо его срабатывание под влиянием только одной из подводимых величин (напряжения или тока). Наличие самохода может привести к увеличению мертвой зоны или ложному срабатыванию защиты.

Реле направления мощности могут быть однофазными (рис. 5.6) или трехфазными.

Реле напряжения мощности включаются обычно на фазный ток и фазное или междуфазное напряжение. При этом указанные реле включают на такое напряжение, которое при близкорасположенных КЗ не снижается до нуля, а напряжение и ток, подводимые к реле, подбирают так, чтобы угол сдвига фаз между ними φ при КЗ не обеспечивал мощность на зажимах реле, близкую к нулю.

Первое требование выполнимо только при двухфазных и однофазных КЗ, так как при трехфазном КЗ все фазные и междуфазные напряжения могут снижаться до нуля.

Для предотвращения нежелательного действия реле направления мощности поврежденных фаз применяют пофазный пуск. Он состоит в том, что пусковые (токовые) реле обеспечивают от-

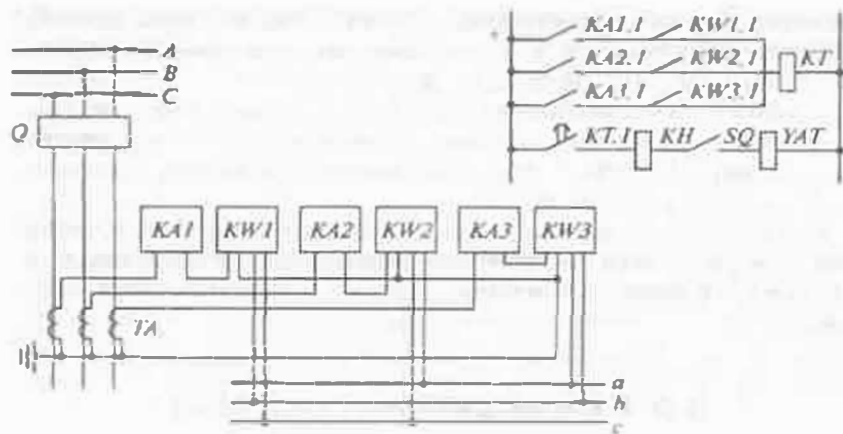


Рис. 5.6. Схема направленной МТЗ с пофазным пуском при однофазных реле направления мощности

ключение только тех реле направления мощности, которые включены на токи поврежденных фаз. Схема пофазного пуска при однофазных реле направления мощности приложена на рис. 5.6.

В схемах с однофазными реле направления мощности пофазный пуск осуществляется подачей оперативного тока к реле направления мощности от токового (пускового) реле, включенного на тот же ток.

В схемах с трехфазными реле направления мощности пофазный пуск осуществляется подачей напряжения к элементам реле направления мощности через контакты токовых (пусковых) реле. При КЗ токовое (пусковое) реле, включенное на ток неповрежденной фазы, не действует, давая тем самым запрет на действие реле направления мощности.

5.6. Оценка направленных МТЗ

Простота исполнения положительно влияет на надежность направленной МТЗ. К недостаткам указанной защиты относятся наличие мертвой зоны, каскадного действия, а также возможность неправильного выбора направления мощности при нарушениях в цепях напряжения, питающих реле направления мощности. Эти факторы снижают надежность направленной МТЗ.

Достоинством направленной МТЗ является наличие органа направления мощности, обеспечивающего селективность токовых защит в кольцевых сетях с одним источником питания и в радиальных сетях с любым числом источников питания.

Направленная МТЗ широко применяется в качестве основной защиты сетей напряжением до 35 кВ с двусторонним питанием. В сетях напряжением 110 и 220 кВ направленная МТЗ используется в большинстве случаев как резервная, но может применяться и как основная, например в сочетании с отсечкой.

Для обеспечения резервирования при отказе защит или выключателей смежных линий наряду с ненаправленными могут использоваться направленные защиты. В этом случае их выполняют многоступенчатыми. Применение находят также направленные многоступенчатые защиты обратной и нулевой последовательностей. Они наиболее эффективны для защиты сетей с двусторонним (многосторонним) питанием от однофазных КЗ.

Контрольные вопросы

1. В каких случаях применяются направленные МТЗ?
2. Что такое зона каскадного действия и мертвая зона направленных МТЗ?
3. По какому параметру отстраивают направленные МТЗ?
4. В чем заключается принцип выбора выдержки времени направленных МТЗ?
5. Какие требования предъявляются к реле направления мощности?

ЗАЩИТА ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

6.1. Назначение защит от замыканий на землю

Наиболее частые замыкания на землю в электрических сетях можно подразделить на следующие виды:

- однофазные замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью;
- однофазные короткие замыкания на землю в сетях с глухозаземленной нейтралью.

Отечественные электрические сети напряжением 6, 10, 20 и 35 кВ работают с изолированной нейтралью, а также с нейтралью, заземленной через индуктивное, активное или активно-индуктивное сопротивление.

В первом случае нейтраль генераторов и трансформаторов, которая имеет место при соединении их обмоток в «звезду», изолирована от земли.

В остальных указанных случаях нейтраль заземлена соответственно через большое индуктивное, автоматически регулируемое сопротивление дугогасящего реактора (компенсированная нейтраль), через активное сопротивление (резистивно заземленная нейтраль) и, наконец, через постоянное активное и регулируемое индуктивное сопротивления.

Последний вид заземления пока не получил широкого распространения в отечественных сетях. Ряд специальных электрических сетей напряжением 0,4 кВ также работает с изолированной нейтралью.

В сетях с изолированной нейтралью любое замыкание одной фазы установки на землю не представляет собой КЗ, поэтому согласно ПУЭ отключение установки в таких случаях не является обязательным.

В сетях с глухозаземленной нейтралью любое замыкание фаз установки на землю является КЗ, сопровождается большим током, поэтому установка обязательно должна быть отключена защитой [17].

6.2. Защита от однофазных замыканий на землю в сети с изолированной нейтралью

В соответствии с ПУЭ емкостный ток однофазного замыкания на землю при напряжении 6 кВ не должен превышать 30 А, при 10 кВ — 20 А, при 20 кВ — 15 А, при 35 кВ — 10 А.

Если это условие выполняется, то считается, что сеть нормально работает с изолированной нейтралью. При превышении указанных значений токов нейтраль сети заземляют через ДГР для снижения тока замыкания на землю до допустимого значения.

Как правило, защита от замыкания на землю должна действовать на сигнал, но с точки зрения техники безопасности в определенных случаях защита должна быстро отключать поврежденную линию.

Замыкания на землю обычно происходят через переходные активные сопротивления. При этом напряжение поврежденной фазы относительно земли не снижается до нуля, а напряжения неповрежденных фаз относительно земли становятся больше фазного, но меньше междуфазного (линейного). Однако на практике считают, что напряжение замкнувшейся фазы равно нулю, а напряжения неповрежденных фаз относительно земли увеличиваются в $\sqrt{3}$ раз, т.е. становятся равными междуфазному.

В сети с изолированной нейтралью однофазное замыкание на землю не сопровождается протеканием через место замыкания больших токов. Векторные диаграммы токов и напряжений в сети в нормальном режиме и при однофазных замыканиях на землю приведены на рис. 6.1. Для упрощения считается, что нагрузка отключена.

В нормальных условиях напряжения проводов *A*, *B* и *C* по отношению к земле равны соответствующим фазным напряжениям U_A , U_B , U_C , которые, в свою очередь, равны ЭДС источника питания E_A , E_B , E_C , поскольку нагрузка отключена. Векторы этих фазных напряжений образуют симметричную «звезду» (рис. 6.1, *a*), в их сумма равна нулю, в результате чего напряжение в нейтрали *N* отсутствует: $U_N = 0$.

Под действием фазных напряжений через емкости фаз относительно земли C_A , C_B и C_C проходят токи, опережающие соответствующие напряжения на 90° :

$$I_{A(C)} = \frac{U_A}{-jX_C}; \quad I_{B(C)} = \frac{U_B}{-jX_C}; \quad I_{C(C)} = \frac{U_C}{-jX_C}, \quad (6.1)$$

где X_C — емкостное сопротивление фаз относительно земли.

Сумма емкостных токов, проходящих по фазам в нормальном режиме, равна нулю, поэтому ток I_0 отсутствует.

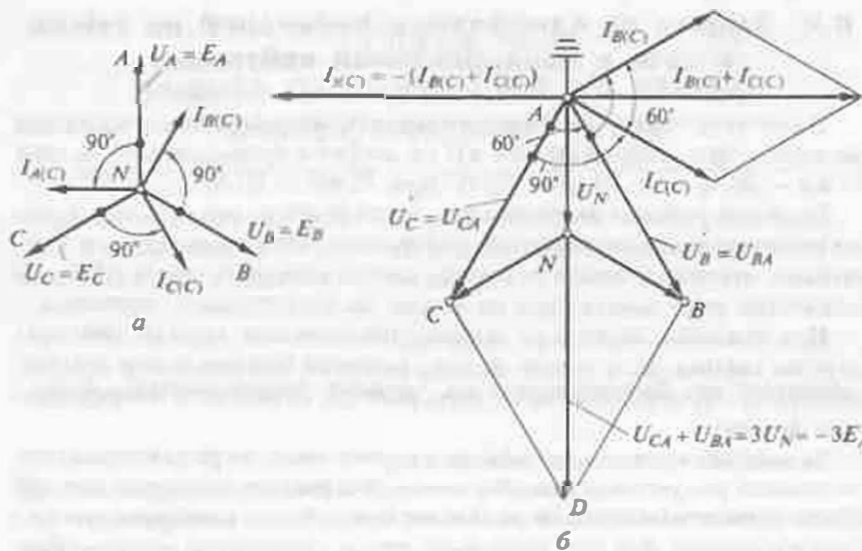


Рис. 6.1. Векторные диаграммы токов и напряжений в сети с изолированной нейтралью:

а — в нормальном режиме; б — при замыкании на землю фазы А

При металлическом замыкании на землю одной фазы, например А, ее напряжение относительно земли снижается до нуля ($U_A = 0$), так как в результате соединения с землей точка А приобретает потенциал, равный нулю (потенциал земли).

Напряжение нейтрали U_N по отношению к земле становится равным напряжению между точками А и N (рис. 6.1, б), т. е. напряжению, равному по величине и обратному по знаку ЭДС заземлившейся фазы:

$$U_N = U_{AN} = -E_A \quad (6.2)$$

Напряжение неповрежденных фаз В и С относительно земли повышается до междуфазного: $U'_B = U_{BA}$, $U'_C = U_{CA}$.

Учитывая, что нейтраль N имеет относительно земли напряжение U_N , можно выразить напряжения U'_B и U'_C через U_N :

$$U'_B = U_N + E_B \quad \text{и} \quad U'_C = U_N + E_C.$$

или с учетом соотношения (6.2)

$$U'_B = -E_A + E_B = U_{BA} \quad \text{и} \quad U'_C = -E_A + E_C = U_{CA}. \quad (6.3)$$

Междуфазные напряжения между проводами фаз остаются неизменными.

На основе полученных выражений на рис. 6.1, б построена векторная диаграмма напряжений проводов и нейтрали сети по отношению к земле (U'_A, U'_B, U'_C и U'_N). На этой диаграмме точки А, В и С представляют собой провода линии, а точка N соответствует нейтрали источника питания.

В месте повреждения проходят токи, замыкающиеся через емкости фаз сети.

Поскольку $U'_A = 0$, то $I_{A(C)} = 0$. В двух других фазах под действием напряжений U'_B и U'_C появляются токи, опережающие эти напряжения на 90° :

$$I_{B(C)} = -j \frac{U_{BA}}{X_C} \quad \text{и} \quad I_{C(C)} = j \frac{U_{CA}}{X_C}. \quad (6.4)$$

Ток $I_{A(C)}$ в месте повреждения равен сумме токов в фазах В и С и противоположен им по фазе:

$$I_{A(C)} = -(I_{B(C)} + I_{C(C)}).$$

С учетом выражений (6.4)

$$I_{A(C)} = -j \left(\frac{U_{BA}}{X_C} + \frac{U_{CA}}{X_C} \right).$$

Из диаграммы, представленной на рис. 6.1, б, следует, что $U_{BA} + U_{CA} = -3E_A$. Следовательно,

$$I_{A(C)} = j \frac{3E_A}{X_C} = j \frac{3U_\phi}{X_C}. \quad (6.5)$$

Таким образом, ток $I_{A(C)}$ равен утроенному значению нормального емкостного тока фазы ($I_{A(C)} = U_\phi / X_C$). Из рис. 6.1, б видно, что ток $I_{A(C)}$ отстает от напряжения U_N на 90° . Ток $I_{A(C)}$ может быть подсчитан по формуле

$$I_{A(C)} = 3I_{C\phi} = 3 \frac{U_\phi}{X_C} = 3U_\phi \omega C_\phi I,$$

где C_ϕ — емкость 1 км фазы сети относительно земли; I — общая протяженность одной фазы сети.

Вследствие нарушения симметрии и баланса емкостных токов и фазных напряжений появляются составляющие нулевой последовательности:

$$U_{0\kappa} = \frac{1}{3}(U'_A + U'_B + U'_C) \quad (6.6)$$

$$I_0 = \frac{1}{3}(I_A + I_B + I_C) \quad (6.7)$$

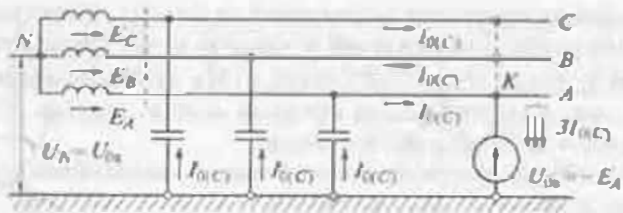


Рис. 6.2. Прохождение токов нулевой последовательности при замыкании на землю

Подставляя в (6.6) выражения для напряжений (6.3) и учитывая, что $U_A = 0$, получаем:

$$U_{0k} = \frac{1}{3}(U_{BA} + U_{CA}). \quad (6.8)$$

Поскольку $U_{BA} + U_{CA} = -3U_N$, то $U_{0k} = -E_A = U_N$.

Таким образом, напряжение нулевой последовательности равно по величине и противоположно по направлению нормальному напряжению E_A поврежденной фазы, а также равно напряжению U_N в нейтрали сети. Пренебрегая сопротивлением проводов, которое значительно меньше X_C , получаем, что во всех точках сети $U_{0i} = U_{0k}$.

Токи I_{0i} , возникающие под действием напряжения U_{0k} , замыкаются через емкость фаз и заземленные нулевые точки генераторов и трансформаторов (рис. 6.2), если такие заземления имеются.

Из распределения токов I_{0i} , показанного на рис. 6.2, следует, что

$$I_{0(C)} = -j \frac{U_{0k}}{X_C} = -j \frac{E_A}{X_C} = -j \frac{U_{\phi}}{X_C}, \quad (6.9)$$

где U_{ϕ} — нормальное напряжение поврежденной фазы.

Знак «минус» в выражении (6.9) учитывает, что за положительное направление тока и напряжений принято направление от источника питания к месту повреждения. Из сравнения выражений (6.5) и (6.9) следует, что ток замыкания на землю в месте повреждения

$$I_{K(C)} = 3I_{0(C)}. \quad (6.10)$$

Токи $I_{0(C)}$ и $I_{K(C)}$ совпадают по фазе и отстают от вектора напряжения U_{0k} на 90° .

Ток $I_{0(C)}$ в обмотках генератора отсутствует, поскольку нулевая точка генератора изолирована и сумма токов, проходящих в фазах генератора, равна нулю.

Изменение фазных напряжений, а также появление напряжения нулевой последовательности используются для наполнения неселективной защиты от замыканий на землю, действующей на сигнал. При замыкании на землю защита подает сигнал, после чего дежурный оператор поочередным отключением присоединений определяет поврежденный элемент. Указанный способ отыскания повреждения связан с кратковременным нарушением питания потребителей, требует много времени и особенно неудобен на подстанциях без постоянного дежурного персонала.

Упомянутую защиту выполняют двумя способами:

1) с помощью трех реле минимального напряжения, включенных на напряжения фаз относительно земли (рис. 6.3. а);

2) с помощью одного реле максимального напряжения, включенного на напряжение нулевой последовательности (рис. 6.3. б).

Напряжения срабатывания реле напряжения $U_{ср}$ выбирают равным примерно 20% номинального вторичного напряжения ТН, т.е. $U_{ср} = 20$ В.

В качестве селективных защит от замыканий на землю, указывающих поврежденный участок, применяются токовые направленные защиты, реагирующие на токи и мощность нулевой последовательности [14].

Следует иметь в виду, что при длительной работе сети с однофазным замыканием на землю возможен переход однофазного замыкания на землю в междуфазное КЗ или двоякие замыкания на землю. Поэтому в протяженных сетях сложной конфигурации для сокращения времени отыскания поврежденного элемента применяют токовую селективную защиту на каждом присоедине-

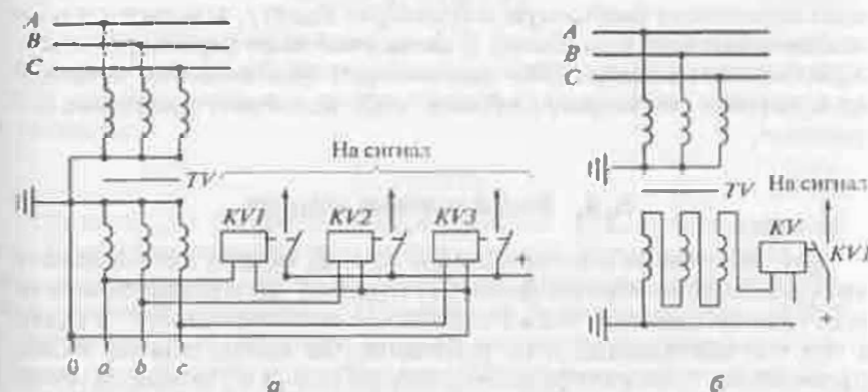


Рис. 6.3. Схемы неселективной сигнализации при замыкании на землю: а — с использованием трех реле минимального напряжения $KV1 - KV3$, б — с использованием реле максимального напряжения KV

нии. После ее срабатывания дежурный персонал принимает меры к переводу нагрузки поврежденной линии на другой источник питания, разгружает поврежденную линию и затем отключает ее.

6.3. Требования к защите от однофазных замыканий на землю

Однофазные замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью не требуют немедленных отключений. Тем не менее отключение в этих случаях необходимо из-за теплового воздействия тока замыкания на землю в месте повреждения. Такое воздействие может нарушить изоляцию между фазами, что приведет к переходу однофазного замыкания в междуфазное КЗ. Кроме того, перенапряжения на неповрежденных фазах (на них напряжение повысилось в $\sqrt{3}$ раз), вызванные однофазным замыканием на землю, могут привести к пробоям или перекрытию изоляции на неповрежденных фазах, что, как правило, приводит к образованию двойных замыканий на землю в разных точках сети.

Защиты от замыкания на землю должны быть селективными и иметь высокую чувствительность. Последнее обусловлено тем, что токи повреждения, на которые реагирует защита, очень малы (5...10 А). Желательно, чтобы защита от замыканий на землю реагировала не только на устойчивые, но и на неустойчивые повреждения.

Особые требования предъявляются к защите от замыканий на землю в сетях, питающих ответственные установки. В этих случаях применяют высокочувствительную защиту, действующую на отключение этих установок. В зависимости от характера технологического процесса либо подключают отключенные установки к другому источнику питания, либо включают резервные установки.

6.4. Выполнение защит

Для получения составляющих тока I_0 можно использовать трехтрансформаторные фильтры нулевой последовательности или трансформаторы тока нулевой последовательности. В связи с тем что однофазные токи замыкания на землю обычно малы, применение трехтрансформаторных фильтров не рекомендуется.

Значительно большую чувствительность имеет сигнализация при однофазных замыканиях на землю, выполняемая на специальном ТТ нулевой последовательности (ТНП), показанном на рис. 6.4.

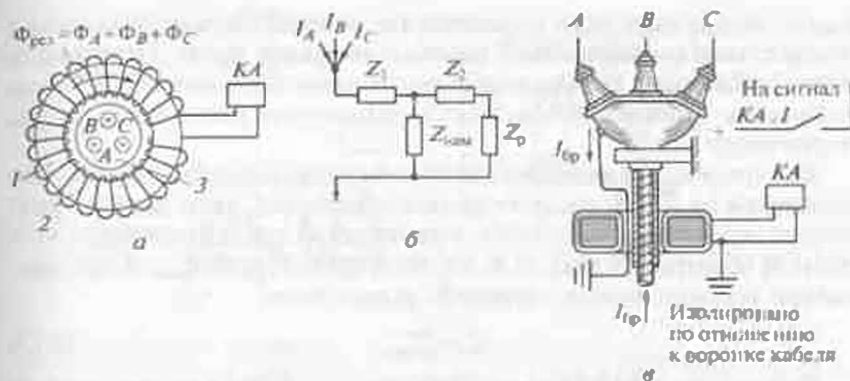


Рис. 6.4. Трансформатор тока нулевой последовательности: а — устройство, б — схема замещения, в — установка ТНП на кабеле; 1 — магнитопровод; 2 — обмотка; 3 — трехфазный силовой кабель

Собранный из листов трансформаторной стали магнитопровод 1 в форме кольца или прямоугольника охватывает все три фазы защищаемой линии. Провода фаз А, В и С, проходящие через отверстие ТНП, являются первичной обмоткой трансформатора, вторичная обмотка 2 (с числом витков примерно 20...30) располагается на магнитопроводе.

Токи фаз I_A , I_B и I_C создают в магнитопроводе соответствующие магнитные потоки Φ_A , Φ_B и Φ_C , которые, складываясь, образуют результирующий поток первичной обмотки:

$$\Phi_{рез} = \Phi_A + \Phi_B + \Phi_C \quad (6.11)$$

Так как сумма токов фаз $I_A + I_B + I_C = 3I_0$, то можно сказать, что результирующий поток, создаваемый первичными токами ТНП, пропорционален составляющей тока нулевой последовательности:

$$\Phi_{рез} = k3I_0 \quad (6.12)$$

Поток $\Phi_{рез}$, а следовательно, вторичная ЭДС E_2 и вторичный ток I_2 могут возникнуть только при условии, что сумма токов фаз не равна нулю, т. е. когда фазные токи, проходящие через ТНП, содержат составляющую I_0 . Поэтому ток во вторичной цепи ТНП будет появляться лишь при замыканиях на землю. В режиме нагрузки, трехфазного и двухфазного КЗ (без замыкания на землю) сумма токов фаз $I_A + I_B + I_C = 0$, поэтому ток в реле отсутствует.

На практике расположение проводов фаз относительно вторичной обмотки ТНП неодинаково. Коэффициенты взаимной индукции этих фаз со вторичной обмоткой имеют различные вели-

чины, вследствие чего несмотря на полный баланс первичных токов сумма их магнитных потоков не равна нулю. Появляется поток небаланса, вызывающий во вторичной обмотке ЭДС и ток небаланса, зависящий только от несимметрии расположения фаз первичного тока.

Для получения максимальной чувствительности защиты, питающейся от ТНП, сопротивление обмотки Z_p реле должно равняться сопротивлению ТНП. Пренебрегая сопротивлением вторичной обмотки Z_2 (рис. 6.4, б), получаем $Z_{ТНП} = Z_{1,им}$. Тогда указанное условие можно выразить равенством

$$Z_p = Z_{1,им} \quad (6.13)$$

Из эквивалентной схемы ТНП (см. рис. 6.4, б) видно, что при выполнении условия (6.13) вторичный ток, поступающий в реле, и ток намагничивания оказываются одинаковыми: $I_{1,им} = I_p$. Отсюда следует, что погрешность ТНП достигает примерно 50%. При столь большой погрешности нельзя вычислять вторичный ток по первичному, пользуясь коэффициентом трансформации $k_{ТТ} = \omega_2/\omega_1$. Для обеспечения необходимой чувствительности кроме конструктивных улучшений ТНП необходимо применение высокочувствительных измерительных органов.

Для защиты линий ТНП выполняются только кабельного типа. Для кабельных линий изготавливаются ТНП с разъемными и неразъемными магнитопроводами.

При прохождении токов брони $I_{бр}$ по оболочке неповрежденного кабеля, охваченного ТНП (рис. 6.4, в), в реле защиты появляется ток, из-за которого защита может подействовать неправильно. Опыт эксплуатации показывает, что через оболочку кабелей (стальную броню и свинец) могут проходить токи $I_{бр}$, замыкающиеся через землю. Эти токи появляются при замыканиях на землю вблизи кабеля, при работе сварочных аппаратов и в других подобных случаях.

Для исключения ложной работы защиты необходимо воронку и оболочку кабеля изолировать от земли на участке от воронки до ТНП, а заземляющий провод присоединить к воронке кабеля и пропустить его через окно ТНП. При этом ток, проходящий по броне кабеля, будет возвращаться по заземляющему проводу, в результате чего магнитные потоки в магнитопроводе ТНП от токов в броне и проводе взаимно компенсируются. Кроме того, магнитопровод ТНП необходимо надежно изолировать от брони кабеля.

На рис. 6.5 представлены схемы селективной сигнализации. Первичный ток срабатывания защиты, выполненной с помощью трехтрансформаторного фильтра (ТТФ) (рис. 6.5, а), получается не меньше 20...25 А.

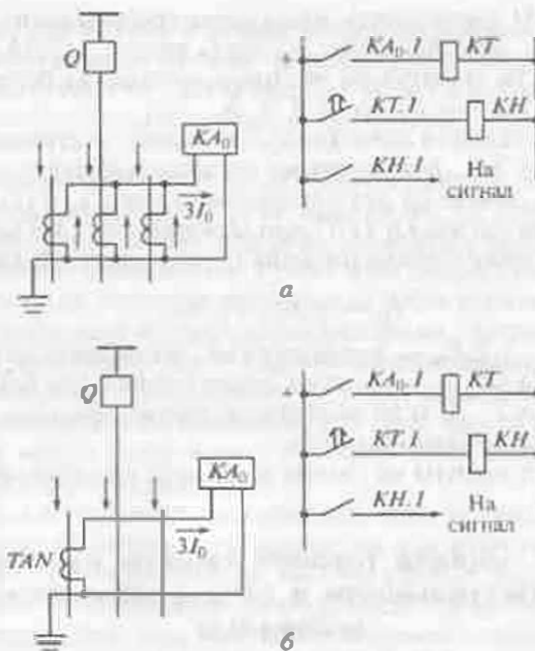


Рис. 6.5. Схемы селективной сигнализации: а — с трехтрансформаторным фильтром; б — с трансформатором тока нулевой последовательности

Защита с ТНП (рис. 6.5, б) значительно чувствительней, так как ТНП (обозначение на схеме $ТАН$) обеспечивает действие защиты при первичных токах примерно 3...5 А, а при применении высокочувствительных реле защита реагирует на токи 1...2 А. Поэтому защита с ТНП является основной для сети с малым током замыкания на землю.

В обеих схемах для отстройки от броска емкостного тока используется реле времени $КТ$. Действие защиты фиксируется с помощью указательного реле $КН$. Реле тока $КА_0$ выполняет роли реагирующего органа совместно с ТТФ или ТНП.

Защита, схема которой показана на рис. 6.5, б, является максимальной токовой защитой нулевой последовательности. Измерительный орган защиты выполняется с помощью чувствительного токового реле мгновенного действия, в качестве которого используется электромагнитное реле РТ-40/0,2 или более чувствительное полупроводниковое реле РТЗ-50. Ток срабатывания последнего плавно регулируется в пределах 10...60 мА. В настоящее время выпускается реле РТЗ-51, выполненное на интегральных микросхемах (ИМС).

Реле РТЗ-51 имеет шесть диапазонов срабатывания по току: от 0,02 до 0,12 А. Коэффициент возврата реле $k_z = 0,93$. Потребляемая мощность питания на постоянном токе не более 10 Вт, на переменном токе — не более 5 В·А.

Исходя из условия селективности защиту отстраивают по емкостному току $3I_{0\text{с}}$, проходящему по защищаемой линии при замыканиях на землю на других присоединениях, и по току небаланса, появляющемуся в ТНП при междуфазных КЗ на приемной подстанции, получающей питание по защищаемой линии:

$$I_{\text{с.з}} = k_{\text{отс}} k_{\text{вр}} 3U_{\phi} \omega C_{\text{л}}$$

где $k_{\text{отс}} = 1,1 \dots 1,2$; $k_{\text{вр}}$ — коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока ($k_{\text{вр}} = 4 \dots 5$, если защита действует без выдержки времени; $k_{\text{вр}} = 2 \dots 3$, если имеется выдержка времени); $C_{\text{л}}$ — емкость фазы защищаемой линии.

При работе защиты на сигнал выдержка времени не требуется.

6.5. Оценка токовой защиты нулевой последовательности в сети с изолированной нейтралью

Токовые защиты, реагирующие на полный ток нулевой последовательности в месте установки защиты (на основе реле РТ-40/0,2 и РТЗ-51), просты и надежны в эксплуатации. Однако применение их в некомпенсированных сетях дает хорошие результаты лишь в тех случаях, когда суммарный емкостный ток сети значительно превосходит емкостный ток защищаемого присоединения. При слабо разветвленной сети и соизмеримости емкостного тока неповрежденного присоединения с током нулевой последовательности поврежденного присоединения в некомпенсированной сети используют защиту, выполненную на основе устройств, реагирующих на направление мощности нулевой последовательности защищаемого присоединения в установившемся режиме замыкания на землю. Наряду с полупроводниковой направленной защитой типа ЗЗП-1М применяется более совершенная направленная защита типа ЗЗН на базе ИМС.

Указанный принцип выполнения направленной защиты позволяет использовать ее в сетях с малыми токами замыкания на землю (0,5 ... 1,0 А). Данная защита ограничена только для некомпенсированных сетей, так как в компенсированных сетях направления мощности нулевой последовательности у поврежденного и неповрежденного присоединений могут совпадать.

Существуют и другие принципы осуществления защит от замыкания на землю. Так, например, есть защиты, реагирующие на

высшие гармоники тока в установившемся режиме. Дело в том, что в установившемся режиме замыкания на землю емкостные токи повреждения и их составляющие нулевой последовательности содержат кроме тока основной частоты 50 Гц высшие гармоники.

В компенсированных сетях ДГР компенсирует только основную гармонику емкостного тока замыкания на землю I_0 и тока $3I_0$ в поврежденной линии, высшие гармоники этих токов остаются некомпенсированными. Кроме того, индуктивный ток ДГР содержит высшие гармоники, которые добавляются к гармоникам емкостного тока в поврежденной линии. Высшие гармоники в токах I_0 и $3I_0$ имеют место как в некомпенсированной, так и в компенсированной сетях, причем суммарный уровень гармонических составляющих результирующего тока поврежденного присоединения всегда больше, чем в каждом (отдельно взятом) неповрежденном присоединении.

Различие уровней высших гармоник тока $3I_0$ в поврежденной и неповрежденных линиях используется для выполнения селективных защит, реагирующих на высшие гармоники.

Устройства сигнализации, реагирующие на высшие гармоники установившегося тока I_0 , нашли широкое применение. Так, выпускаются устройства УСЗ-2/2 и УСЗ-3М, предназначенные для сигнализации при замыканиях на землю в компенсированных и некомпенсированных кабельных сетях напряжением 6 и 10 кВ.

Устройства УСЗ-2/2, реагирующие на абсолютный уровень высших гармоник, имеют существенный недостаток, так как требуют сложного учета и расчета гармоник на каждом присоединении для разных режимов работы присоединений и подстанций. Неточные учет и расчет гармоник приводят к неправильным действиям указанных устройств.

Принцип действия устройства УСЗ-3М основан на сравнении уровней высших гармоник токов нулевой последовательности присоединений (способ относительного замера). Такой способ обуславливает высокую четкость выявления поврежденного присоединения, что является преимуществом данного устройства. Недостаток устройства заключается в необходимости участия персонала в процессах измерения и оценки показаний прибора, что затягивает поиск поврежденного присоединения.

В Мосэнерго разработано и применяется автоматическое устройство типа КДЗС, использующее принцип относительного замера. При замыкании на землю оно автоматически производит поочередное подключение измерительного органа защиты к ТНП всех присоединений, выявляет линию с наибольшим значением высших гармоник и передает с помощью устройства те-

механики информацию о поврежденном присоединении на диспетчерский пункт.

6.6. Защита от однофазных коротких замыканий на землю в сети с глухозаземленной нейтралью

6.6.1. Особенности сетей с глухозаземленной нейтралью

Как уже отмечалось, в отличие от сетей с изолированной нейтралью в сетях с глухозаземленной нейтралью любое замыкание фаз установки на землю является КЗ, которое должно устраняться соответствующей защитой. Защита, например линии, от КЗ на землю (одно- и двухфазных), как правило, реагирует на токи и мощности нулевой последовательности. Защиты нулевой последовательности в этих случаях выполняются в виде МТЗ нулевой последовательности и отсечек (как простых, так и направленных).

При однофазных КЗ ток нулевой последовательности в месте повреждения I_0 равен 1/3 тока КЗ в поврежденной фазе и совпадает с ним по фазе, а напряжение U_0 в точке КЗ равно 1/3 геометрической суммы напряжений неповрежденных фаз.

Под действием напряжения нулевой последовательности, возникающего в месте повреждения, появляются токи I_0 , замыкающиеся по контуру фаза — земля через место повреждения и заземленные нейтрали. Таким образом, при КЗ на землю возникновение токов I_0 возможно только в сети, где имеются трансформаторы с заземленными нейтральями. При нескольких заземленных нейтральных ток нулевой последовательности, возникший в месте повреждения, разветвится между нейтральями обратно пропорционально сопротивлению их ветвей.

Если трансформатор имеет соединение обмоток «звезда — треугольник», то замыкание на землю на стороне «треугольника» не вызывает токов нулевой последовательности на стороне «звезды». Поэтому защиты, установленные в сети «звезды», не действуют при замыкании на землю в сети «треугольника».

Чем дальше от места КЗ, тем меньше напряжение нулевой последовательности.

6.6.2. Схема и принцип действия МТЗ нулевой последовательности

Защита содержит пусковое реле KA_0 и реле времени KT (рис. 6.6). Реле KA_0 подключается к фильтру тока нулевой последовательности, в качестве которого обычно используется нулевой про-

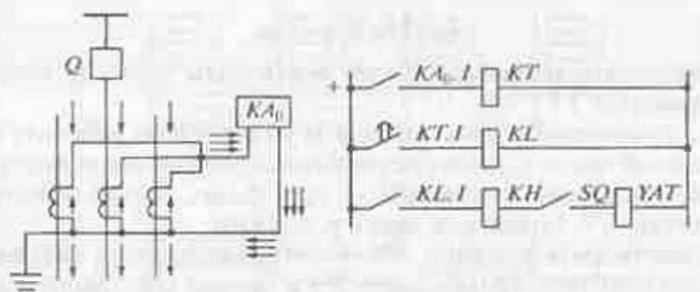


Рис. 6.6. Схема токовой защиты нулевой последовательности

вод трансформаторов тока, соединенных по схеме полной «звезды». Реле времени KT создает выдержку времени, необходимую по условию селективности.

Ток в реле KA_0 равен сумме вторичных токов трех фаз. Пренебрегая погрешностью трансформаторов тока, можно записать

$$I_{\varphi} = I_a + I_b + I_c = \frac{I_A + I_B + I_C}{k_{\pi}} = \frac{3I_0}{k_{\pi}}. \quad (6.14)$$

Как следует из выражения (6.14), ток в пусковом реле защиты появляется только в том случае, когда имеется ток I_0 . Поэтому защита нулевой последовательности, схема которой показана на рис. 6.6, может работать только при однофазных и двухфазных КЗ на землю.

При междуфазных КЗ (без земли), а также при нагрузке и качаниях защита нулевой последовательности не действует, поскольку в этих режимах сумма токов $I_A + I_B + I_C = 0$ и ток I_0 отсутствует.

Важным преимуществом защиты нулевой последовательности является то, что она не реагирует на нагрузку. Благодаря этому данную защиту не требуется отстраивать по токам нормального режима и перегрузок, что позволяет обеспечить высокую чувствительность этой защиты по сравнению с защитами, реагирующими на фазные токи.

Однако в действительности работа защиты осложняется погрешностью ТТ, обусловленной их током намагничивания. Поэтому в режимах, когда имеет место баланс первичных токов ($I_A + I_B + I_C = 0$), сумма вторичных токов $I_A + I_B + I_C \neq 0$. В нулевом проводе и пусковом реле защиты появляется остаточный ток, называемый током небаланса $I_{\text{нб}}$. Он может вызвать нежелательное действие защиты при отсутствии тока I_0 . Ток в пусковом реле защиты

$$I_p = 3I_0/k_{TT} - I_{н.}$$

Первое слагаемое обусловлено первичным током I_0 , второе — погрешностью ТТ.

Для ограничения тока небаланса необходимо работать в ненасыщенной части характеристики намагничивания и иметь одинаковые токи намагничивания во всех фазах. Чтобы обеспечить эти условия, ТТ, питающие защиту, должны:

- удовлетворять условию 10%-й погрешности при максимальном значении тока трехфазного КЗ в начале следующего за защищаемым участком;

- иметь идентичные (сопадающие) характеристики намагничивания во всех трех фазах;

- иметь одинаковые нагрузки вторичных цепей во всех фазах.

В неустановившихся режимах под влиянием аперiodического тока КЗ токи намагничивания, а вместе с ними и токи небаланса могут значительно возрасти, что необходимо учитывать при выборе параметров защит, работающих без выдержки времени.

Чтобы исключить действие защиты от тока небаланса, величину тока срабатывания пусковых реле защиты выбирают больше тока небаланса.

6.6.3. Выбор уставок МТЗ нулевой последовательности

Ток срабатывания пусковых реле МТЗ нулевой последовательности выбирается по следующим условиям:

$$I_{сз} < 3I_{нб.макс.}$$

$$I_{сз} > I_{нб.макс.} \text{ или } I_{сз} = k_{зап} I_{нб.макс.}$$

где $k_{зап} = 1,3 \dots 1,5$.

Если выдержка времени t_0 защиты нулевой последовательности превышает время действия $t_{м.ф}$ защит от междуфазных КЗ, установленных на следующем за защищаемым участке, то защиту отстраняют только по токам небаланса в нормальном режиме $I_{нб.н.}$, которые обычно определяются измерением. При этом ток срабатывания реле можно выбрать равным $0,5 \dots 1,0$ А.

Если $t_0 < t_{м.ф}$, то при условии, что ТТ работают в линейной части характеристики, ток небаланса можно определить по следующему выражению:

$$I_{нб} = k_{одн} \epsilon_f I_K^{(3)},$$

где $k_{одн}$ — коэффициент однотипности, равный $0,5 \dots 1,0$; ϵ_f — погрешность ТТ при подборе их по кривым 10%-й погрешности,

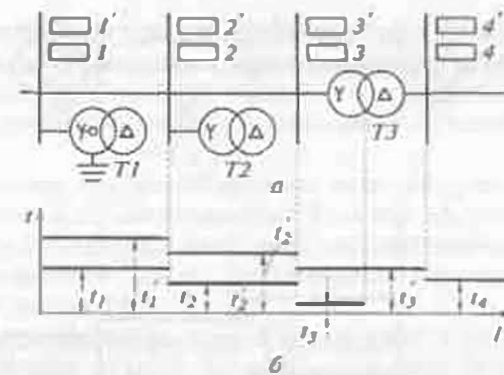


Рис. 6.7. Размещение МТЗ нулевой последовательности (а) и график их выдержек времени (б):

$1 \dots 3$ — МТЗ нулевой последовательности; $1' \dots 4'$ — МТЗ

$\epsilon_f = 0,1$; $I_K^{(3)}$ — максимальное значение тока трехфазного КЗ при повреждении в начале следующего за защищаемым участком.

Время срабатывания защиты выбирается по ступенчатому принципу с нарастанием в сторону расположения трансформаторов с заземленной нейтралью. Если сети высокого (ВН) и низкого (НН) напряжений связаны между собой через трансформатор с соединением обмоток Y/Δ или Y/Y (например, трансформатор $T3$ на рис. 6.7), то МТЗ нулевой последовательности 3 , установленная на $T3$, может быть мгновенной, так как она не действует при КЗ и замыканиях на землю на стороне НН. Поэтому выдержки времени t_2 и t_1 у двух других защит нулевой последовательности получаются меньше, чем выдержки $t_3' \dots t_4'$ у защит от междуфазных КЗ, реагирующих на фазный ток и действующих при КЗ за трансформатором. Поэтому последние приходится согласовывать по времени с защитами на стороне НН трансформатора [14].

6.6.4. Токвые направленные защиты нулевой последовательности

В сетях с заземленными нейтралью, расположенными с обеих сторон рассматриваемого участка, селективное действие МТЗ нулевой последовательности обеспечивается только при наличии органа направления мощности. Направленные защиты, как и обычные (не нулевой последовательности), при КЗ действуют в пределах защищаемой линии и не реагируют на повреждения всех остальных присоединений, отходящих от данной подстанции,

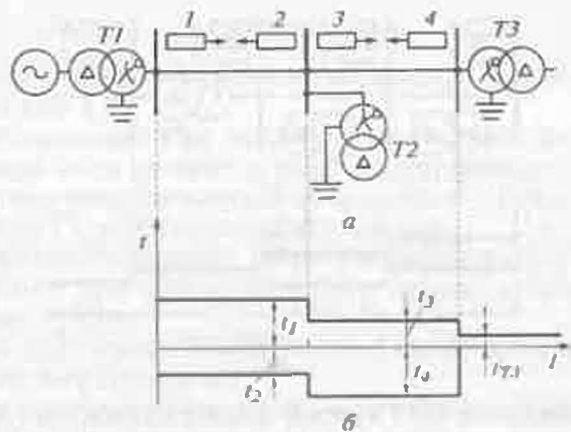


Рис. 6.8. Размещение максимальных направленных защит нулевой последовательности (а) и график их выдержек времени (б):

1—4 — максимальные направленные защиты нулевой последовательности

Такое поведение защиты обеспечивается с помощью реле направления мощности, реагирующего на знак или направление мощности нулевой последовательности при КЗ.

Выдержки времени у защит, действующих при одном направлении мощности, подбираются по ступенчатому принципу. На рис. 6.8 показаны размещение максимальных направленных защит нулевой последовательности и график их выдержек времени. Схема токовой направленной защиты нулевой последовательности приведена на рис. 6.9.

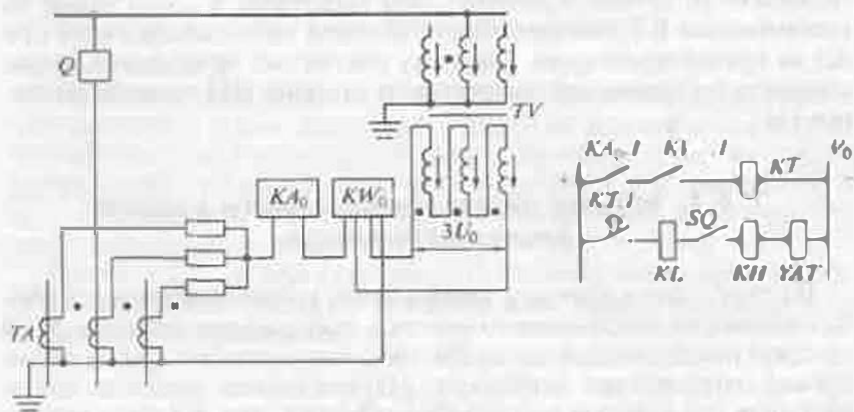


Рис. 6.9. Схема токовой направленной защиты нулевой последовательности

Защита состоит из пускового токового реле KA_0 , реагирующего на появление КЗ на землю, реле направления мощности KW_0 , определяющего направление мощности, и реле времени KT , создающего выдержку времени, необходимую по условиям селективности.

Пусковое реле и токовая обмотка реле направления мощности включаются в нулевой провод ТТ на ток $3I_0$, а поляризирующая обмотка (обмотка напряжения) реле направления мощности питается напряжением $3U_0$ от соединенных в разомкнутый «треугольник» обмоток ТН.

При таком включении реле KW_0 реагирует на мощность нулевой последовательности $S_0 = I_0 U_0$. С учетом угла внутреннего сдвига α поляризирующей обмотки и равенств $U_p = 3U_0$, $I_p = 3I_0$ мощность, на которую реагирует реле направления мощности, можно выразить следующим образом:

$$S_p = U_p I_p \sin(\alpha - \varphi_p) = 9U_0 I_0 \sin(\alpha - \varphi_0),$$

где φ_p — угол сдвига фаз между U_p и I_p или U_0 и I_0 , $\varphi_p = \varphi_0$.

6.6.5. О других типах защит нулевой последовательности

Если необходимо ускорить отключение участка, где произошло КЗ на землю, в сетях с глухозаземленной нейтралью, то применяются токовые отсечки, которые реагируют на ток нулевой последовательности. Принцип действия отсечек нулевой последовательности не отличается от принципа действия токовых отсечек, реагирующих на фазный ток. Токовые отсечки нулевой последовательности выполняются ненаправленными и направленными, мгновенными и с выдержкой времени.

Кроме того, в сетях с глухозаземленной нейтралью широко применяются направленные и ненаправленные ступенчатые защиты нулевой последовательности. Среди них большое распространение получила трехступенчатая защита, состоящая из мгновенной отсечки, отсечки с выдержкой времени и МТЗ нулевой последовательности.

6.7. Оценка токовых защит нулевой последовательности в сети с глухим заземлением нейтрали

Токовая защита нулевой последовательности получила широкое распространение в сетях напряжением 110... 500 кВ. Ее поло-

жительными качествами являются простота схемы и высокая надежность, что подтверждается опытом эксплуатации.

Пусковой орган защиты нулевой последовательности имеет высокую чувствительность, поскольку его не нужно отстраивать от токов нагрузки. В благоприятных условиях работает и орган направления мощности защиты. При наиболее тяжелых КЗ вблизи шин подстанций и электростанций реле мощности нулевой последовательности получает большое напряжение U_0 и поэтому работает надежно (в отличие от реле мощности, включаемых на фазный ток). Угол сдвига φ_0 между напряжением U_0 и током I_0 , подводимыми к реле мощности нулевой последовательности, всегда близок к оптимальному, вследствие чего реле работает в условиях наибольшей чувствительности.

Благодаря наличию на каждой подстанции сети напряжением 110...500 кВ трансформаторов с заземленным нейтралью, являющихся источниками тока нулевой последовательности, имеется возможность широко применять отсечки нулевой последовательности, а вместе с ними и многоступенчатые защиты нулевой последовательности практически на всех линиях средней и большой протяженности.

К недостаткам, свойственным рассматриваемой защите, следует отнести то, что она реагирует на токи в неполнофазном режиме и может работать ложно при обрыве фазного провода во вторичной цепи ТТ.

Контрольные вопросы

1. Какова основная причина появления токов и напряжений нулевой последовательности?
2. В чем заключаются основные требования к защите от однофазных замыканий на землю?
3. С какой целью применяются ТНП?
4. В каком случае однофазное замыкание на землю является КЗ?
5. Когда применяются токовые направленные защиты нулевой последовательности?

ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ, ДИСТАНЦИОННАЯ И ВЫСОКОЧАСТОТНЫЕ ЗАЩИТЫ ЛИНИЙ

7.1. Назначение и виды дифференциальной защиты линий

Дифференциальная токовая защита обеспечивает практически мгновенное и избирательное отключение защищаемого элемента электрической системы. Так, она отключает участок, где произошло КЗ, в пределах всей защищаемой линии без выдержки времени. Благодаря этому достоинству дифференциальные защиты находят широкое применение.

Дифференциальные токовые защиты подразделяются на продольные со сравнением токов по концам линий и поперечные со сравнением токов в двух (а иногда и более) параллельных линиях.

Продольные дифференциальные защиты требуют выполнения канала связи между концами линии (обычно проводного канала). Поперечные дифференциальные защиты используют токи линий, отходящих от одной подстанции и, следовательно, не нуждаются в дополнительных каналах связи.

Наличие относительно длинного проводного канала связи, по которому проходят токи промышленной частоты, вызывает необходимость учета следующих факторов:

- провода обладают существенными сопротивлениями жил и емкостью между ними, что приводит к возникновению условий, резко отличающихся от условий, характерных для продольных дифференциальных защит трансформаторов, генераторов, шин и т.д.;
- уровень напряжения на проводах не должен превышать допустимый при предельных кратностях тока КЗ, что в ряде случаев ограничивает возможности выполнения чувствительной защиты;
- большая протяженность проводного канала повышает вероятность его повреждения, что может вызвать ложное срабатывание или отказ в срабатывании продольной дифференциальной защиты;

• прохождение проводного канала по одной трассе с защищаемой линией может привести к появлению наведенных продольных ЭДС в жилах кабеля при двойных замыканиях на землю в сетях с изолированной нейтралью и при КЗ на землю в сетях с глухозаземленной нейтралью.

Известно, что в кабельных сетях напряжением 6 и 10 кВ часто используются линии с несколькими параллельными кабелями, подключаемыми через один выключатель. При двух таких кабелях выполняют простую токовую защиту, реагирующую на разность токов одинаковых фаз параллельных линий. Такую защиту называют поперечной дифференциальной токовой защитой.

7.2. Продольная дифференциальная защита линий

7.2.1. Принцип действия защиты

Пользуясь рис. 7.1, рассмотрим принцип действия продольной дифференциальной защиты линии. По концам защищаемой линии устанавливаются трансформаторы тока ТА I, ТА II с одинаковыми коэффициентами трансформации $k_{ТТ}$. Их вторичные обмотки соединяются (пофазно) проводами и подключаются к обмотке измерительного реле тока КА.

В нормальном режиме или при внешнем КЗ (точка К1 на рис. 7.1, а) в обоих ТТ проходит одинаковый первичный ток $I_1 = I_{10}$, а в реле — разность вторичных токов $I_p = I_{10} - I_{10}$.

При КЗ в защищаемой зоне (точка К2 на рис. 7.1, а) $I_p = I_{10} + I_{10}$.

Таким образом, в нормальном режиме и при внешнем КЗ ток в реле равен разности вторичных токов, а при КЗ в защищаемой линии — их сумме.

В России применяется схема дифференциальной РЗ с циркулирующими токами, основанная на сравнении вторичных токов. При внешнем КЗ (см. рис. 7.1, а) вторичные токи I_{10} и I_{10} замыкаются через обмотку реле КА и проходят по ней в противоположных направлениях. Ток в реле равен разности токов, которая при равенстве коэффициентов трансформации ТТ и отсутствии погрешностей и их работе равна нулю, т. е. $I_p = I_{10} - I_{10} = 0$.

Следовательно, в идеальном случае дифференциальная РЗ не реагирует на внешние КЗ, токи циркулируют и качаются, поэтому она выполняется без выдержки времени и не отстраивается по токам нагрузки и качаниям.

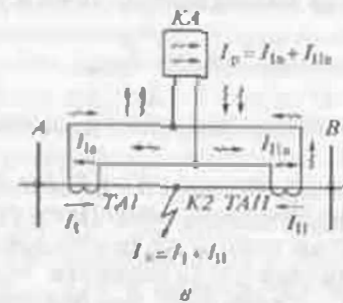
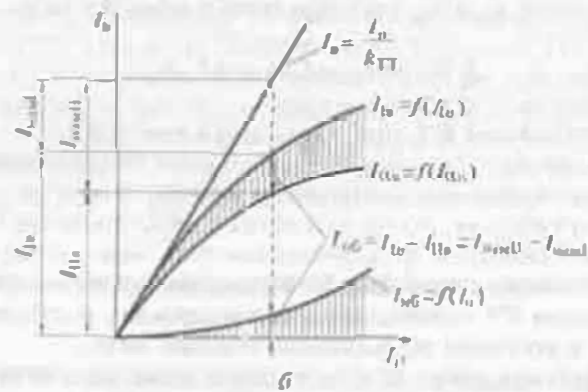
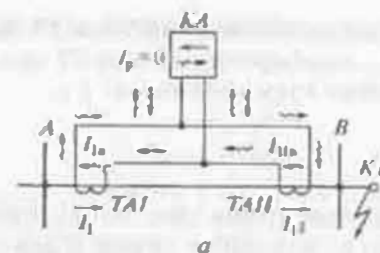


Рис. 7.1 Схемы и график, поясняющие принцип действия дифференциальной защиты:

а — ток распределение при КЗ вне защищаемой линии; б — ток небаланса; в — ток распределение при КЗ на защищаемой линии

7.2.2. Определение параметра срабатывания защиты

В действительности ТТ работают с погрешностью, вследствие чего в указанных ранее режимах в реле имеет место ток небаланса, т. е.

$$I_p = I_{10} - I_{10} = I_{н0} \quad (7.1)$$

Для исключения неселективной работы РЗ при внешних КЗ ток срабатывания $I_{с.д}$ дифференциальной РЗ должен превышать максимальное значение тока небаланса, т.е.

$$I_{с.д} > I_{нб\max} \quad (7.2)$$

При КЗ на защищаемой линии (рис. 7.1, а) первичные токи I_1 и I_{II} направлены от шин подстанций в линию (к месту КЗ). При этом вторичные токи $I_{1в}$ и $I_{IIв}$ суммируются в обмотке реле:

$$I_p = I_{1в} + I_{IIв} = I_1/k_{ТТ} = I_k/k_{ТТ} \quad (7.3)$$

где I_k — полный ток КЗ, притекающий к месту КЗ.

Под влиянием этого тока РЗ срабатывает. Выражение (7.3) показывает, что дифференциальная РЗ реагирует на полный ток КЗ в месте повреждения, поэтому в сетях с двусторонним питанием она обладает большей чувствительностью, чем токовые РЗ, реагирующие на ток, проходящий только по одному концу линии. Зона действия РЗ охватывает участок линии, расположенный между ТТ, к которым подключено токовое реле.

Ток небаланса равен разности токов намагничивания ТТ, установленных по концам защищаемой линии (см. рис. 7.1, б):

$$I_n = I_{1в} - I_{IIв} = I_{1нм} - I_{IIнм}$$

где $I_{1нм}$, $I_{IIнм}$ — токи намагничивания ТТ, приведенные к их вторичным обмоткам.

Ток $I_{нб} = 0$, если характеристики ТТ (TAI и $TAII$) одинаковы. Ток $I_{нб}$ возрастает с увеличением первичного тока внешнего КЗ. При больших кратностях этого тока по отношению к номинальному току намагничивания увеличиваются, что еще в большей степени увеличивает $I_{нб}$. Кроме того, чем больше нагрузка ТТ, тем ток небаланса больше.

Таким образом, реле должно отстраиваться по максимальному расчетному значению тока $I_{нб}$, т.е.

$$I_{с.д} \geq k_{отс} I_{нб\text{расч}\max}$$

Основной причиной, ухудшающей работу ТТ в переходном режиме, является возникновение аperiodической составляющей в токе КЗ, приводящее к насыщению магнитопровода и резкому увеличению тока намагничивания.

Для приближенной оценки влияния аperiodической составляющей тока КЗ в неусталовившемся режиме при выборе ТТ вводят коэффициент k_n , с учетом которого кратность первичного

тока ТТ по отношению к номинальному определяется следующим образом:

$$k_{10} = k_n \frac{I_{k\max}}{I_{1ном}}$$

Для быстродействующих РЗ (время срабатывания $t = 0,1$ с) принимают $k_n = 2$; для РЗ с $t = 0,1 \dots 0,3$ с принимают $k_n = 1,5$; для РЗ с $t = 1$ принимают $k_n = 1$.

Существенное влияние на увеличение тока небаланса оказывает остаточное намагничивание магнитопровода ТТ, которое может иметь место после отключения ТТ. Если при последующем КЗ остаточный поток $\Phi_{ост}$ совпадает по знаку с магнитным потоком Φ_k , то результирующий поток $\Phi_{ост} + \Phi_k$ вызовет насыщение магнитопровода ТТ, в результате чего возрастет ток намагничивания $I_{нм}$ и, как следствие, увеличится ток небаланса $I_{нб}$.

7.2.3. Выполнение продольной дифференциальной защиты линий и ее оценка

Линии, в которых используются продольные дифференциальные защиты, имеют, как правило, значительную длину, поэтому ТТ дифференциальной защиты оказываются расположенными далеко друг от друга. Сопротивление Z_n проводов, соединяющих вторичные обмотки ТТ, получается большим и может значительно превышать допустимую нагрузку ТТ. Для снижения нагрузки ТТ применяют понижающие промежуточные ТТ (ПТТ), обозначаемые на схемах T_L (рис. 7.2). Они уменьшают нагрузку ТТ в $k_{ПТТ}^2$ раз (где $k_{ПТТ}$ — коэффициент трансформации ПТТ), так как значение тока в соединительных проводах уменьшается в $k_{ПТТ}$ раз, а нагрузка ТТ пропорциональна $I_n^2 R$, где I_n — вторичный ток ТТ.

Поскольку защита должна отключать выключатели на обоих концах защищаемой линии, устанавливаются два дифференциальных реле — по одному на передающей и приемной подстанциях. Ток, поступающий от трансформаторов TAI и $TAII$, распределяется между ближним и дальним реле обратно пропорционально сопротивлениям их цепей. В цепь дальнего реле входят соединительные провода, поэтому ток, идущий в дальнее реле, меньше тока, идущего в ближнее реле. В результате неравенства поступающих в реле токов при внешнем КЗ может значительно повыситься ток $I_{нб}$. Для отстройки РЗ по току $I_{нб}$ применяются дифференциальные реле с торможением, у которых ток срабатывания возрастает при увеличении тока внешнего КЗ.

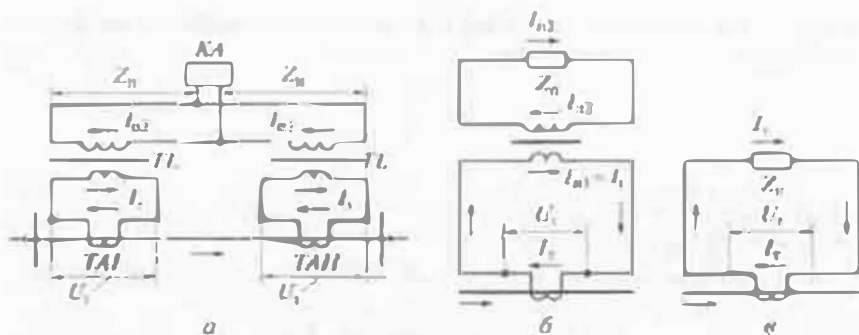


Рис. 7.2. Применение промежуточных трансформаторов тока для снижения нагрузки на основные трансформаторы тока.
 а — схема включения ПТТ; б, в — нагрузки трансформаторов тока соответственно при наличии ПТТ и без него

Реле с торможением имеет два элемента: рабочий (Р) и тормозной (Т) (рис. 7.3). Рабочий элемент включен через промежуточный трансформатор ТЛР по дифференциальной схеме. Ток, протекающий по элементу Р, называют рабочим током I_p . При внешнем КЗ он равен разности вторичных токов $I_{1в}$ и $I_{1н}$, а при КЗ в защищаемой зоне — их сумме. Тормозной элемент включается в расщепку соединительных проводов на ток $I_{1в}$ или $I_{1н}$. Ток, питающий элемент Т, препятствует срабатыванию реле и называется тормозным током $I_{тм}$. Рабочий ток, необходимый для срабатывания реле,

$$I_{с.р.} = k_{тм} I_{тм} = k_{тм} I_{1в}$$

где $k_{тм}$ — коэффициент торможения, характеризующий степень загробления реле под действием тока $I_{тм}$; $k_{тм} = 0,3 \dots 0,6$ ($k_{тм} I_{тм} > I_{с.р.}$ или $k_{тм} I_{тм} = k_{с.р.} I_{с.р.}$); $I_{1в}$ — ток внешнего КЗ.

Реле срабатывает при $I_p > k_{тм} I_{тм}$ и отключает поврежденную линию.

Если РЗ должен реагировать на все виды КЗ, то дифференциальные реле устанавливают на трех фазах (по три с каждой стороны защищаемой линии), т.е. получается шесть реле и не менее четырех соединительных проводов.

Для уменьшения числа реле и проводов применяют включение реле через фильтры симметричных составляющих (прямой и обратной или прямой и нулевой последовательностей). Составляющая прямой последовательности I_1 имеется при всех видах КЗ. Составляющая обратной последовательности I_2 возникает при несимметричных однофазных и двухфазных КЗ. Составляющая

нулевой последовательности I_0 имеет место при замыканиях на землю.

Правильная работа продольной дифференциальной защиты и большой степени зависит от исправности соединительных проводов, поэтому контроль их состояния является обязательным условием использования этой РЗ. Применяемые устройства контроля автоматически выводят РЗ из действия при неисправности соединительных проводов [10].

К основным достоинствам этой РЗ следует отнести надежное отключение защиты по повреждению в любой точке защищаемой линии, быстрдействие, надежность схемы и конструкции измерительного органа, нереагирование на качания и перегрузки.

Недостатки защиты обусловлены высокой стоимостью соединительного кабеля и работ по его прокладке, а также возможностью ложного срабатывания защиты при повреждении соединительных проводов.

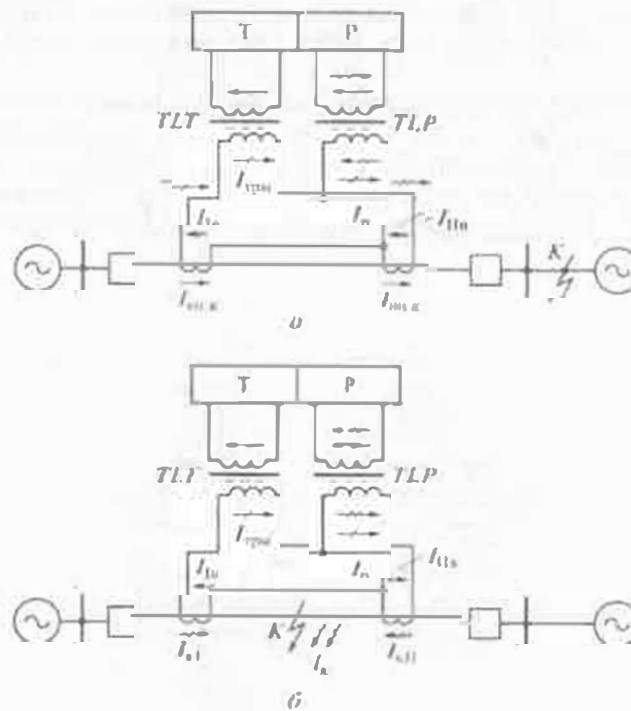


Рис. 7.3. Схемы, поясняющие принцип работы дифференциальной защиты, использующей реле с торможением.
 а — при внешнем КЗ; б — при КЗ на защищаемой линии

7.3. Поперечная дифференциальная защита линий

7.3.1. Принцип действия защиты

В отличие от продольной дифференциальной защиты, которая может применяться как на одиночных, так и на параллельных линиях, поперечная защита используется только на параллельных линиях, имеющих одинаковые сопротивления. Принцип действия поперечных дифференциальных защит основан на сравнении величин и фаз токов, протекающих по обеим линиям.

Благодаря равенству сопротивлений линий в нормальном режиме и при внешнем КЗ токи в них равны по величине и фазе ($I_1 = I_{II}$) (рис. 7.4, а). В случае возникновения КЗ на одной из линий равенство токов нарушается. На питающем конце линии токи I_1 и I_{II} совпадают по фазе, но различаются по величине, а на приемном противоположны по фазе (рис. 7.4, б). Таким образом, нарушение равенства токов в параллельных линиях по величине или фазе является признаком повреждения одной из линий.

Поперечные дифференциальные защиты бывают двух видов. На параллельных линиях, включенных на один общий выключатель, используется *токовая* поперечная дифференциальная защита, на параллельных линиях с самостоятельными выключателями — *направленная* поперечная дифференциальная защита.

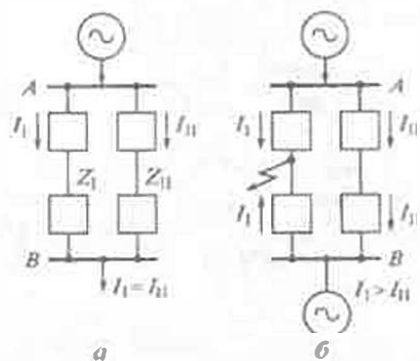


Рис. 7.4. Распределение токов в параллельных линиях: а — при нормальной нагрузке; б — при КЗ на одной из линий

7.3.2. Токовая поперечная дифференциальная защита

Принцип действия токовой поперечной дифференциальной защиты поясняет рис. 7.5. Схемы защиты приведены для одной фазы.

При одностороннем питании параллельных линий применяется защита только со стороны источника питания, а в сети с двусторонним питанием — с обеих сторон параллельных линий. На одноименных фазах каждой линии устанавливают ТТ с одинаковыми коэффициентами трансформации. Вторичные обмотки ТТ соединяют разноименными жабимами и параллельно к ним подключают обмотку токового реле.

В нормальном режиме и при внешнем КЗ (рис. 7.5, а) ток в реле равен разности вторичных токов: $I_p = I_{II} - I_{II}$. При отсутствии погрешностей у ТТ ток I_p практически равен нулю, следовательно, защита не работает, т. е. РЗ не реагирует на внешние КЗ, нагрузку и качания. Поэтому данную защиту выполняют без выдержки времени и не отстраивают от токов нагрузки.

В случае повреждения одной из параллельных линий, например $W I$ (рис. 7.5, б), ток I_1 в ней становится больше тока в линии

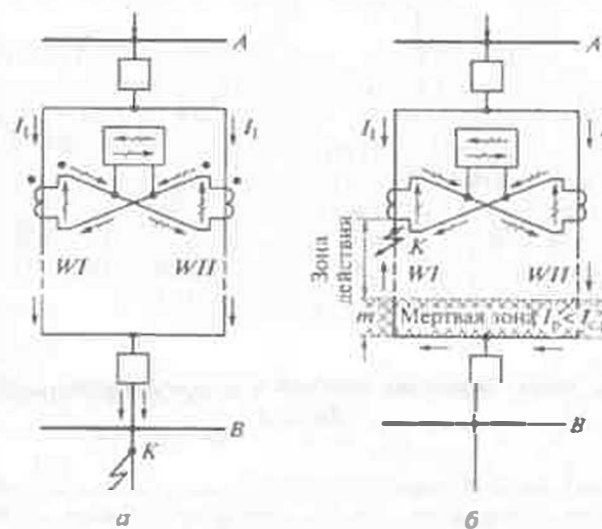


Рис. 7.5. Схемы, поясняющие принцип действия токовой поперечной дифференциальной защиты:

а — режим нагрузки и внешнего КЗ; б — режим КЗ на линии $W I$

$W/I (I_1 > I_{II})$. Баланс токов и дифференциальное реле нарушается, и в реле появляется ток

$$I_p = I_{II} - I_{I\text{II}} \neq 0.$$

При токе в реле $I_p > I_{cr}$ защита сработывает и отключает общий выключатель обеих линий.

При удалении точки КЗ от места установки защиты соотношение токов I_1 и I_{II} меняется. По мере приближения точки КЗ к подстанции В разность вторичных токов уменьшается, и при КЗ на шинах подстанции В эта разность практически становится равной нулю.

При $I_p < I_{cr}$ защита перестает работать. Границей действия защиты является точка, находящаяся от шин подстанции В на расстоянии m . В этой точке $I_p = I_{cr}$. Участок линий, в пределах которого ток в реле недостаточен для срабатывания при КЗ, называется мертвой зоной защиты.

Длина мертвой зоны

$$m = \frac{I_{cr}}{I_0} l,$$

где l — длина линии.

Защиту считают эффективной, если ее мертвая зона не превышает 10% длины линии.

В случае отключения одной из параллельных линий поперечная дифференциальная защита превращается в минимальную защиту оставшейся в работе линии и действует неселективно. Поэтому при отключении одной линии поперечная дифференциальная защита должна выключиться из действия.

Недостатком этой защиты является также и то, что она не выключает поврежденную линию. Поэтому кроме токовой поперечной дифференциальной защиты на параллельных линиях необходимо предусматривать дополнительную РЗ.

7.3.3. Направленная поперечная дифференциальная защита

Введение в схему поперечной дифференциальной токовой защиты органа направления мощности двустороннего действия позволяет при повреждении одной из параллельных линий отключать именно эту линию.

Принципиальные схемы одной фазы направленной поперечной дифференциальной защиты представлены на рис. 7.6. Токо-

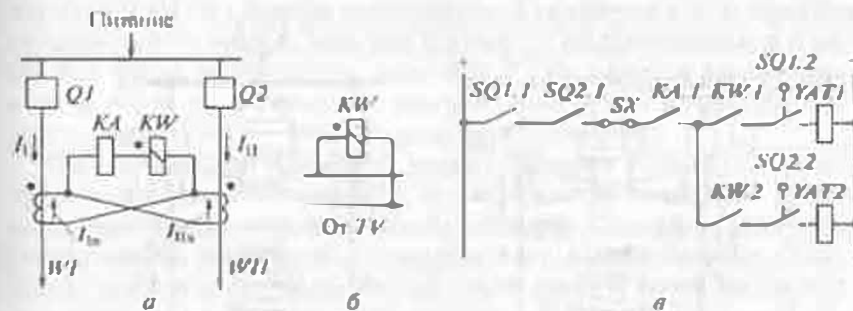


Рис. 7.6. Принципиальные схемы направленной поперечной дифференциальной РЗ параллельных линий:

a — первичная схема и цепи тока, *б* — цепи напряжения, *в* — операционные цепи; SA — блокировка, выводящая защиту из действия

вые обмотки реле направления мощности KW и токового реле KA (рис. 7.6, *a*) соединяются последовательно и включаются параллельно вторичным обмоткам ТТ на разность токов параллельных линий: $I_p = I_1 - I_{II}$. Комплексы направленной поперечной дифференциальной защиты устанавливаются как на питающих, так и на приемных концах защищаемых параллельных линий.

При срабатывании реле KA «плюс» напряжения постоянного тока подключается к контактам реле KW (рис. 7.6, *в*), которое замыкает верхний или нижний контакт (в зависимости от того, какая из двух линий повреждена).

При внешних КЗ, нагрузке и качаниях первичные токи равны по величине и одинаково направлены на обоих концах линии, поэтому практически можно считать, что $I_p = 0$ и РЗ не действует.

При КЗ на одной из параллельных линий $I_p \neq 0$, так как ток в линии, получившей повреждение, больше тока неповрежденной линии. Знак и направление тока I_p зависят от того, какая линия повреждена.

При КЗ в линии W/I (точка KI) (рис. 7.7, *a*) на приемном конце (подстанции В) токи I_1 и I_{II} имеют противоположные направления; в линии W/II ток идет от шин подстанции В, а в линии W/I — к шинам. Поэтому $I_p = I_{II} + I_{I\text{II}}$. На питающем конце (подстанции А) токи I_1 и I_{II} имеют одинаковое направление, но $I_1 > I_{II}$.

При КЗ на защищаемых линиях реле направления мощности четко определяют поврежденную линию. Поэтому при повреждении линии W/I в точке KI оба реле направления мощности ($KW1$ и $KW2$) имеют положительные направляющие моменты, в результате чего защита отключает линию W/I .

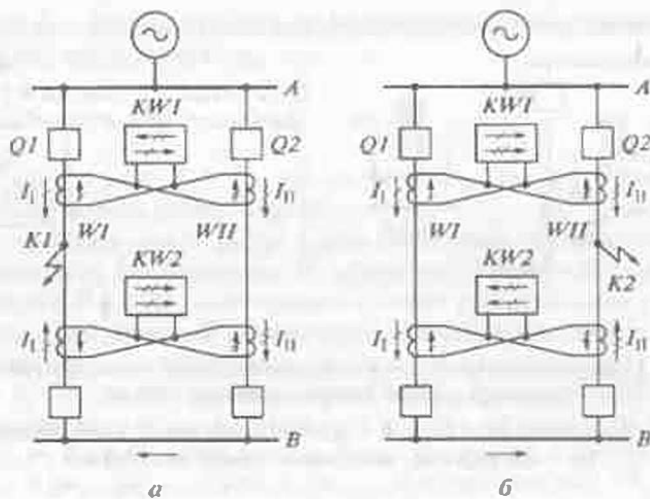


Рис. 7.7. Токораспределение и поперечной дифференциальной защите при КЗ в линиях $W1$ (а) и WII (б)

При КЗ в линии WII (точка $K2$) (рис. 7.7, б) реле $KW1$ и $KW2$ будут иметь отрицательные вращающиеся моменты, поэтому защита отключит линию WII .

Автоматическая блокировка выводит РЗ из действия при отключении по любой причине выключателей одной из параллельных линий, так как в этом случае поперечная дифференциальная направленная защита теряет способность работать селективно.

При КЗ у шин противоположной подстанции пусковые органы рассматриваемой защиты, как и реле тока поперечной токовой дифференциальной защиты, не срабатывают из-за малых токов в их обмотках. Так, при КЗ в точке K (рис. 7.8), расположенной у шин подстанции B , не сработает реле пускового органа защиты подстанции A . Однако после отключения поврежденной

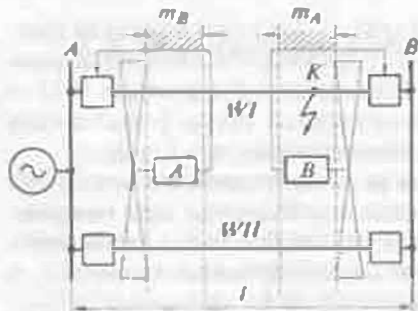


Рис. 7.8. Зоны каскадного действия направленной поперечной дифференциальной защиты

линии $W1$ РЗ со стороны подстанции B сработает РЗ со стороны подстанции A , так как весь ток КЗ пойдет от подстанции A к месту КЗ. Такое поочередное действие РЗ называется каскадным, а зоны m_A и m_B , в пределах которых соответствующие РЗ действуют каскадно, — зонами каскадного действия.

При трехфазном КЗ вблизи места установки РЗ остаточное напряжение U_0 , подводимое к реле направления мощности, очень мало, поэтому данное реле может отказать. Следовательно, рассматриваемая защита имеет мертвую зону по напряжению. Однако эта зона, как правило, весьма мала, мала и вероятность возникновения трехфазных металлических КЗ в ней. Учитывая это, а также наличие на линиях токовых отсечек без выдержек времени, защищающих от многофазных КЗ, никаких мер, направленных на устранение мертвой зоны поперечной дифференциальной направленной защиты, обычно не предусматривают.

Для направленной поперечной дифференциальной защиты, включенной на фазные токи (см. рис. 7.6), ток срабатывания

$$I_{с.н} = \frac{k_{отс} I_{н-отс}}{k_2},$$

где $k_{отс} = 1,5 \dots 2,0$; $I_{н-отс}$ — суммарный максимальный ток нагрузки параллельных линий.

7.3.4. Оценка и область применения защиты

Поперечная дифференциальная токовая защита является сравнительно простой, быстросрабатывающей и высококачественной РЗ, не реагирующей на качания. К недостаткам ее следует отнести наличие мертвой зоны по напряжению и зоны каскадного действия, а также возможность неправильного действия, сопровождающегося отключением обеих линий при обрыве проводов одной из защищаемых линий с односторонним КЗ.

В сетях с изолированными или компенсированными нейтралью при каскадном действии защита может отключить обе линии при двойном замыкании на землю, когда одно замыкание находится на одной из параллельных линий, а другое — вне их. Рассматриваемая РЗ является по сути защитой двух параллельных линий. При отключении одной из них она автоматически выводится из действия. В этом случае наряду с данной РЗ должна предусматриваться дополнительная РЗ, являющаяся также резервной и служащая для защит смежных элементов. Опыт эксплуатации поперечной дифференциальной направленной защиты показал,

что некоторые из отмеченных недостатков проявляются редко, поэтому указанная защита широко используется в сетях напряжением 220 кВ и ниже.

7.4. Дистанционная защита линий

7.4.1. Назначение и принцип действия дистанционной защиты

В сетях сложной конфигурации с несколькими источниками питания рассмотренные ранее максимальные и направленные защиты не могут обеспечить селективного отключения участка с КЗ.

В связи с этим возникла необходимость применения других принципов действия, позволяющих получить защиты с требуемым быстродействием, обеспечивающие селективности и чувствительности в сетях любой конфигурации. Одной из таких защит является дистанционная защита. Своим названием она получила вследствие того, что контролируемый параметр энергосистемы — комплексное сопротивление $Z = U/I$ — во многих случаях пропорционален расстоянию (дистанции) между местом установки защиты и местом КЗ.

Основным элементом дистанционной защиты является дистанционный измерительный орган (ДИ), определяющий удаленность КЗ от места установки РЗ. В качестве ДИ используются реле сопротивления, реагирующие на полное Z , реактивное X или активное R сопротивление поврежденного участка линии. В зависимости от вида сопротивления дистанционные защиты подразделяются на защиты полного, реактивного и активного сопротивлений. В основном применяются дистанционные защиты, реагирующие на полное сопротивление.

Распределительные сети напряжением 6 и 10 кВ, как правило, не отличаются сложной конфигурацией, и требование быстродействия не является решающим. Поэтому дистанционные защиты находят широкое применение только в сетях напряжением 35 кВ и выше, где уровень выдержек времени МТЗ оказывается недопустимо высоким, а чувствительность — низкой. Лишь на секционированных воздушных линиях (ВЛ) напряжением 10 кВ в сетевых резервуарах в ряде случаев используются дистанционные защиты.

Согласно принятой в России практике дистанционные защиты применяются только для отключения участков с междуфазными КЗ, в том числе и при двойных замыканиях на землю в сетях с изолированной или компенсированной нейтралью.

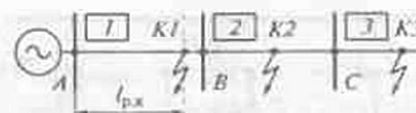


Рис. 7.9. Расстояние $l_{р.з.}$ до места КЗ, от которого зависит выдержка времени дистанционной защиты.

1...3 — дистанционные защиты

Дистанционная защита реагирует на отношение напряжения к току в месте установки защиты. Это отношение называется сопротивлением на замыках реле защиты. При соответствующем включении реле данное сопротивление пропорционально расстоянию от места установки защиты до места КЗ и не зависит от режима работы системы электроснабжения.

Выдержка времени дистанционной защиты t_z зависит от расстояния (дистанции) $l_{р.з.}$ (рис. 7.9) между местом установки защиты и точкой КЗ, т. е. $t_z = f(l_{р.з.})$. С увеличением этого расстояния $l_{р.з.}$ растет (рис. 7.10). При таком принципе действия ближайшая к месту повреждения дистанционная защита всегда имеет меньшую

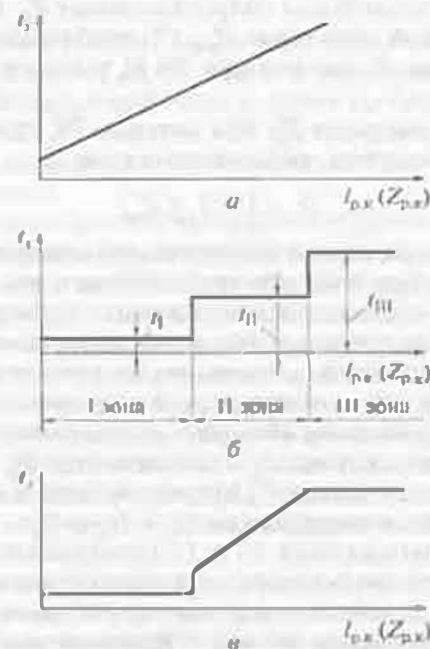


Рис. 7.10. Характеристики дистанционных защит $t_z = f(l_{р.з.})$.

а — максимальная; б — ступенчатая; в — комбинированная

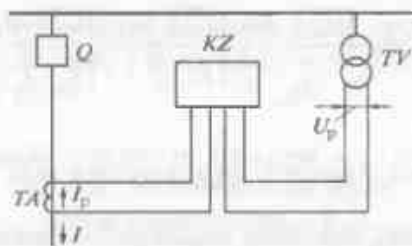


Рис. 7.11. Подключение цепей тока и напряжения реле сопротивления КЗ

выдержку времени по сравнению с более удаленными защитами, благодаря чему автоматически обеспечивается селективное отключение поврежденного участка.

Реле сопротивления (РС), применяемые при дистанционной защите для определения сопротивления $Z_{р.к}$ до точки КЗ, контролируют напряжение и ток в месте установки дистанционной защиты. К зажимам РС подводятся напряжение U_p вторичной обмотки ТН и ток I_p вторичной обмотки ТТ (рис. 7.11). Поведение реле РС в общем случае зависит от отношения U_p/I_p . Это отношение является некоторым сопротивлением Z_p . При КЗ $Z_p = Z_{р.к}$. При определенных значениях $Z_{р.к}$ РС срабатывает; оно реагирует на уменьшение Z_p , так как при КЗ U_p уменьшается, а I_p возрастает.

Наибольшее значение Z_p , при котором РС срабатывает, называется сопротивлением срабатывания реле $Z_{с.р}$:

$$Z_p = U_p/I_p \leq Z_{с.р}$$

Электромеханические и полупроводниковые реле полного сопротивления нашли широкое применение в дистанционных защитах линий систем электроснабжения. Электромеханическое реле полного сопротивления выполняется на базе индукционного устройства сравнения фаз токов аналогично реле направления мощности, полупроводниковое реле полного сопротивления — на базе схемы сравнения абсолютных значений двух подведенных к реле величин: тока I_p и напряжения U_p . Подводимые к реле ток I_p и напряжение U_p преобразуются в пропорциональные выпрямленные напряжения $U_1 \sim U_p$ и $U_2 \sim I_p$. Постоянные составляющие напряжений U_1 и U_2 сравниваются между собой. При $U_2 > U_1$ нуль-индикатор, включенный на напряжение $U = U_2 - U_1$, срабатывает, что вызывает срабатывание РС.

Область срабатывания РС имеет ограничения: реле не должно срабатывать при сопротивлении нагрузки ($Z_{р.об.мин}$) и при качаниях:

$$Z_{с.р} < Z_{р.об.мин}$$

$$Z_{с.р} < Z_{к.л.ч.}$$

На работу ДО оказывают влияние некоторые факторы, нарушающие пропорциональность между Z_p на входных зажимах РС и расстоянием $l_{р.к}$ до места КЗ. К таким факторам относятся:

- переходное сопротивление R_p в месте повреждения;
- ток подпитки, посылаемый к месту КЗ от источников, включенных между местом установки дистанционной защиты и точкой КЗ;
- погрешности ТТ и ТН, подающих к РС напряжение U_p и ток I_p .

Искажение Z_p необходимо учитывать при выборе уставок и характеристик ДО во избежание нарушений селективности и недопустимого сокращения зон действия.

В сетях сложной конфигурации на линиях с двусторонним питанием для обеспечения селективности дистанционные защиты выполняют направленными, действующими при направлении мощности КЗ от шин в линию.

7.4.2. Выполнение и работа дистанционной защиты

Дистанционная защита, как и токовая, обычно выполняется трехступенчатой (рис. 7.10, б). Параметрами каждой ступени являются длина защищаемой зоны и время срабатывания. При повреждении в точке К2 (см. рис. 7.9) приходят в действие защиты 1 и 2, но поврежденный участок отключает ближайшая к нему защита, т. е. защита 2.

В отечественных энергосистемах дистанционная защита применяется для действия при междуфазных КЗ. Для действия при однофазных КЗ используется более простая ступенчатая МТЗ нулевой последовательности (см. подразд. 6.6.5).

Дистанционная защита относится к числу сложных защит. Все ее разновидности состоят из нескольких общих элементов (органов защиты), выполняющих определенные однотипные функции. Взаимную связь между органами дистанционной защиты, их назначение и выполняемые ими функции можно пояснить, пользуясь приведенной на рис. 7.12 упрощенной структурной схемой защиты со ступенчатой характеристикой (схема показана для одной фазы).

Защита включает в себя следующие элементы:

- пусковой орган ПО, дающий разрешение на срабатывание защиты при возникновении КЗ. Обычно пусковой орган выполняется с помощью реле полного сопротивления или токовых реле. На рис. 7.12 в качестве пускового органа показано реле сопротивления, питаемое током I_p и напряжением U_p сети;

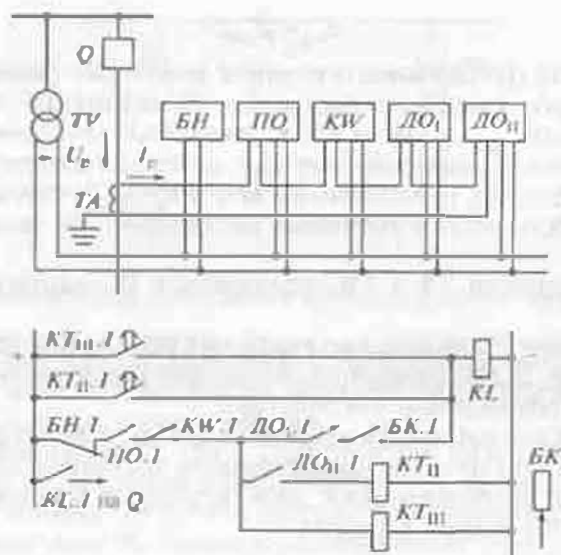


Рис. 7.12. Упрощенная схема трехступенчатой дистанционной защиты

- дистанционные органы $ДО_1, ДО_2$, определяющие удаленности КЗ от места установки РЗ. В ступенчатых защитах дистанционные органы выполняются с помощью реле минимального сопротивления. К реле подводится ток I_p и напряжение U_p защищаемой линии, и она срабатывает при условии

$$Z_p = \frac{U_p}{I_p} < Z_{срi} \quad (7.4)$$

- органы выдержки времени $КТ_{I1}, КТ_{III}$, создающие выдержку времени, с которой в зависимости от поведения дистанционных органов действует защита. Выполняются в виде реле времени обычной конструкции;

- орган направления мощности $КВ$, не позволяющий работать защите при направлении мощности КЗ к шинам подстанции. Выполняется с помощью реле направления мощности и предусматривается только в тех случаях, когда пусковые и дистанционные органы не обладают направленностью;

- блокировка, автоматически выводящая защиту из действия в тех режимах, когда она может сработать неправильно при отсутствии повреждения.

Обычно применяются две блокировки:

- блокировка $БН$ от исчезновения напряжения U_p при неисправностях в цепях напряжения, питающих защиту. Как следует из формулы (7.4), при $U_p = 0, Z_p = 0$. В этих условиях пусковые реле

(если они реагируют на сопротивление Z) и дистанционные органы защиты приходят в действие, что может привести к неправильной работе защиты. Блокировка $БН$, приходя в действие при неисправностях в цепях напряжения, отключает оперативный ток защиты и тем самым не позволяет ей сработать на отключение;

- блокировка $БК$ от неправильного действия защиты при качаниях в системе. В данном режиме напряжение U_p снижается, а ток I_p возрастает, при этом согласно формуле (7.4) сопротивление Z_p уменьшается, в результате чего пусковые и дистанционные органы защиты могут сработать и вызвать неправильное действие защиты. При возникновении качаний блокировка $БК$ приходит в действие и выводит защиту из работы, размыкая ее цепь отключения.

При КЗ на линии работают пусковое реле $ПО$ и реле направления мощности $КВ$. Через их контакты «плюс» напряжения постоянного тока подается к контактам дистанционных органов и на катушку реле времени третьей зоны. Если КЗ возникло в пределах первой зоны, то дистанционный орган первой зоны $ДО_1$ замыкает контакты, образуя цепь отключения линии. Если КЗ произошло во второй зоне, $ДО_1$ не работает, так как сопротивление на его зажимах больше установки сопротивления срабатывания первой зоны ($Z_p > Z_1$). В этом случае приходит в действие дистанционный орган второй зоны $ДО_2$. Он замыкает контакты и запускает реле времени $КТ_{II}$. По истечении времени t_{II} реле $КТ_{II}$ замыкает свои контакты, посылая импульс на отключение.

При КЗ за пределами второй зоны дистанционные органы $ДО_1$ и $ДО_2$ не работают, так как сопротивления на их зажимах превышают установку сопротивления срабатывания. Защита не может действовать с выдержками времени первой и второй зон. Реле времени $КТ_{III}$, запущенное пусковым реле, срабатывает по истечении своей выдержки времени t_{III} и посылает импульс на отключение выключателя. Специальных измерительных органов третьей зоны для упрощения защиты обычно не ставят.

Модернизация элементной базы коснулась и РС. Наряду с использованием интегральных операционных усилителей для улучшения параметров РС в нашей стране применяют дистанционные защиты на микропроцессорной базе.

Наиболее распространенными в отечественной практике являются дистанционные защиты ЭПЗ-1636 и ШДЭ-2801 (на ИМС).

7.4.3. Оценка дистанционной защиты

К основным достоинствам дистанционной защиты относятся: селективность ее действия в сетях любой конфигурации с любым

числом источников питания, малые выдержки времени при КЗ в начале защищаемого участка, обеспечиваемые I зоной, охватывающей до 85...90% защищаемой линии; бо́льшая, чем у МТЗ, стабильность зон действия, значительно бо́льшая чувствительность при КЗ и лучшая, чем у МТЗ, отстройка по нагрузке и качаниям.

Недостатками дистанционной защиты являются: невозможность обеспечения мгновенного отключения участка, где произошло КЗ, в пределах всей защищаемой линии; реагирование на нагрузку и качания; возможность ложной работы при неисправностях в цепях напряжения; сложность схем дистанционной защиты и ДО.

7.5. Высокочастотные защиты

7.5.1. Назначение и виды высокочастотных защит

Высокочастотные защиты предназначены для быстрого отключения линии при КЗ в любой ее точке в целях обеспечения устойчивости параллельной работы электроаппаратов и энергосистемы в целом, а также сохранения устойчивости технологического процесса. Высокочастотные защиты состоят из двух расположенных по концам защищаемой линии комплектов, связь между которыми осуществляется посредством токов высокой частоты (ВЧ), передаваемых по проводам защищаемой линии. Высокочастотная защита не реагирует на КЗ вне защищаемой линии и поэтому не имеет выдержки времени.

Применяются высокочастотные защиты трех видов:

- 1) направленные с ВЧ-блокировкой, основанные на сравнении направлений (знаков) мощности на концах защищаемой линии;
- 2) дифференциально-фазные, основанные на сравнении фаз токов КЗ на концах линии;
- 3) комбинированные направленные и дифференциально-фазные, сочетающие первые два принципа.

Высокочастотные защиты состоят из двух частей: релейной и высокочастотной.

7.5.2. Принцип действия направленной защиты с ВЧ-блокировкой

Направленная высокочастотная РЗ реагирует на направления (знаки) мощности КЗ на концах защищаемой линии. При КЗ на

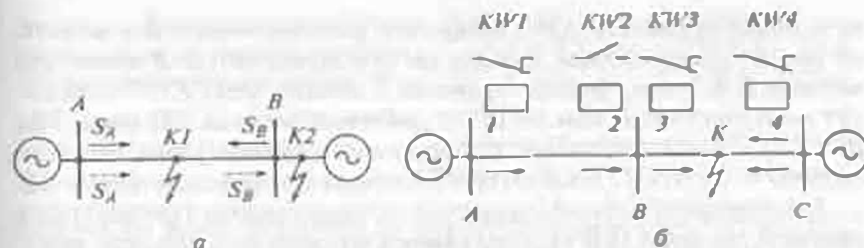


Рис. 7.13. Направления мощности на концах линии при КЗ на самой линии (точка $K1$) и за ее пределами (точка $K2$) (а); сравнение направлений мощности на концах линии с помощью реле направления мощности $KИ'$ (б).

1—4 — релейные шипты

защищаемой линии (в точке $K1$) мощности КЗ на обоих концах поврежденного участка AB направлены от шин в линию (сплошные стрелки на рис. 7.13, а). При КЗ за пределами линии (в точке $K2$) направление мощности КЗ на одном из концов защищаемой линии изменяется на противоположное. Как видно на рис. 7.13, а, на ближайшем к месту повреждения конце B линии мощность КЗ S_B направлена к шинам, а на удаленном конце A — от шин в линию (штриховые стрелки).

По направлениям мощности КЗ на концах защищаемой линии можно определить, где произошло повреждение: на данной линии или вне ее. Сравнение осуществляется с помощью реле направления мощности $KИ'$ (рис. 7.13, б), устанавливаемых на обоих концах линии и включаемых так, чтобы при КЗ на защищаемой линии они разрешали действие высокочастотной РЗ на отключение. В этом случае при КЗ в точке K (см. рис. 7.13, б) на обоих концах линии сработают реле $KИ'3$ и $KИ'4$, установленные на поврежденной линии BC . На неповрежденной линии AB реле на-

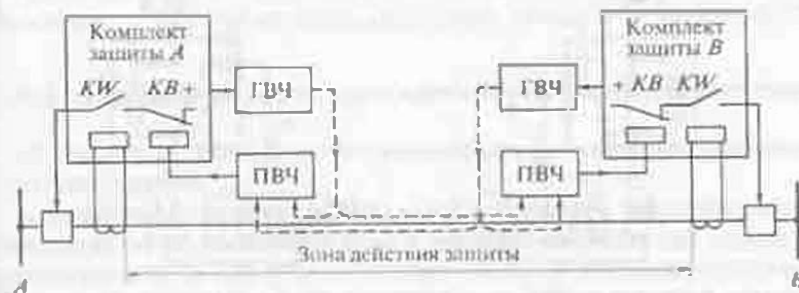


Рис. 7.14. Схема, поясняющая принцип действия направленной высокочастотной защиты с ВЧ-блокировкой.

правления мощности *KW1* сработает, разрешив действие защиты на отключение, однако, так как на приемном конце *B* линии *AB* мощность *K3* направлена от линии к шинам, реле *KW2* разомкнет свои контакты, чем запретит действие защиты *P32* (поз. 2 на рис. 7.13, б) на отключение, одновременно заблокировав действие защиты *P31* (поз. 1) посылкой ВЧ-сигнала по проводам линии *AB*.

Блокирующий сигнал подается специальными генераторами высокой частоты (ГВЧ), управляемыми реле направления мощности, реагирующими на направление мощности из линии к шинам, и принимается специальными приемниками токов ВЧ (ПВЧ), настроенными на ту же частоту, что и ГВЧ (рис. 7.14). Приняв ВЧ-сигнал, ПВЧ позволяют ток в обмотку блокирующего реле *KВ*, которое размыкает цепь отключения *P3*.

Блокирующий сигнал отсутствует, если *K3* произошел на защищаемой линии, так как реле направления мощности, сработавшая, не разрешает действовать ГВЧ на обоих концах линии. Контакты реле *KВ* остаются замкнутыми, тем самым разрешая *P3* действовать на отключение.

Таким образом, блокирующий ВЧ-сигнал, предотвращающий действие *P3*, появляется в линии только при внешних *K3*. По такому принципу выполняются *P3*, сравнивающие направления составляющих токов нулевой или обратной последовательности.

7.5.3. Принципы выполнения и работы высокочастотной части защиты

На рис. 7.15 показан ВЧ-канал по схеме фаза — земля, при которой ток ВЧ проходит по одному из проводов линии и возвра-

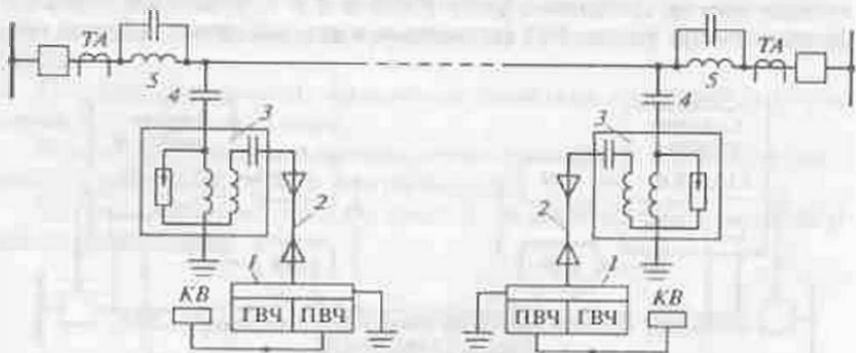
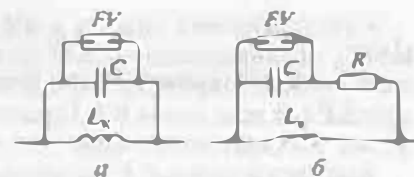


Рис. 7.15. Принципиальная схема высокочастотного канала:

1 — высокочастотный аппарат, 2 — высокочастотный кабель, 3 — фильтр присоединения, 4 — высоковольтный конденсатор связи, 5 — трансформатор

Рис. 7.16. Резонансный (одночастотный) (а) и широкополосный (б) высокочастотные заградители: *FV* — разрядник; *L_к* — силовая катушка индуктивности



щается по земле. На обоих концах линии устанавливаются высокочастотные аппараты (ВЧА) 1, состоящие из передатчика (ГВЧ), который генерирует сигналы ВЧ, и принимающего их приемника (ПВЧ). Выходная цепь ВЧА подключается одним зажимом к земле, а вторым — к проводу линии через высокочастотный кабель 2, фильтр присоединения 3 и высоковольтный конденсатор связи 4. По концам линии, используемой для передачи токов ВЧ, устанавливаются заградители 5, не позволяющие токам ВЧ выходить за пределы линии. Высокочастотные заградители бывают резонансными (рис. 7.16, а) и широкополосными (рис. 7.16, б).

Часть энергии, генерируемая передатчиком, теряется в элементах канала (кабеле, фильтрах присоединения, конденсаторах связи, проводах защищаемой линии), а также уходит через заградители 5 (см. рис. 7.15). Поэтому ВЧ-передатчик должен с некоторым запасом перекрывать потери в канале и обеспечивать достаточный уровень мощности ВЧ-сигнала, поступающего на приемник противоположного конца.

Конденсатор связи 4 предназначен для присоединения поста к линии высокого напряжения (ВН). Сопротивление его зависит от частоты: $X_c = 1/(2\pi fC)$. Для токов частотой $f = 50$ Гц оно велико ($X_c > 1$ МОм), поэтому ток утечки очень мал.

Высокочастотный кабель 2 имеет волновое сопротивление (75 ± 3) Ом и малое затухание. Он служит для связи ВЧА с фильтром присоединения 3, который согласовывает входное сопротивление кабеля с входным сопротивлением линии.

Сопротивление заградителя 5 зависит от частоты, для токов ВЧ оно велико, для токов промышленной частоты — очень мало.

7.5.4. Оценка и области применения высокочастотных защит

В энергосистемах России применяются следующие высокочастотные защиты:

- дифференциально-фазовая типа ДФЗ-201, выполненная на базе электромеханических реле и предназначенная для линий напряжением 110 и 220 кВ в качестве основной быстровыдействующей *P3* от всех видов *K3*. Принцип действия ДФЗ основан на сравнении фаз токов прямой и обратной последовательности на концах защищаемой линии;

• направленная защита с ВЧ-блокировкой типа ПДЭ-2802 на ИМС, предназначенная для линий напряжением 110... 330 кВ, не имеющих однофазных АПВ, в качестве основной быстродействующей РЗ от всех видов КЗ. Принцип действия ПДЭ основан на сравнении направлений мощности на концах защищаемой линии.

Высокочастотные РЗ получили широкое распространение как основные РЗ в сетях напряжением 110... 1150 кВ. Они обеспечивают быстрое и селективное отключение участка, где произошло КЗ, при любой конфигурации сети и являются наиболее чувствительными. Принцип действия высокочастотных направленных и дифференциально-фазных РЗ являежен и прост. Эти РЗ являются единственными защитами, обеспечивающими мгновенное и двустороннее отключение участка, на котором произошло КЗ, в пределах всей линии.

Общим недостатком всех высокочастотных РЗ являются высокая стоимость и сложность по сравнению с другими видами РЗ.

Контрольные вопросы

1. Перечислите виды дифференциальных токовых защит.
2. Каков принцип действия продольной дифференциальной защиты?
3. Каков принцип действия поперечной дифференциальной защиты?
4. В каких случаях применяется направленная поперечная защита?
5. Какая защита называется дистанционной?
6. Из каких органов состоит дистанционная защита?
7. Каково назначение высокочастотных защит?

8.1. Основные виды повреждений и аномальных режимов работы трансформаторов

Основные виды повреждений в трансформаторах:

- многофазные (междуфазные) КЗ в обмотках и на их выводах;
- однофазные замыкания;
- внутренние повреждения.

Однофазные замыкания бывают двух видов: на землю и между витками одной фазы. Замыкание одной фазы на землю опасно для обмоток, присоединенных к сетям с глухозаземленными нейтральями. В этом случае защита должна отключать трансформатор. В сетях с нейтральями, изолированными или заземленными через дугогасящие катушки (реактор), защита от однофазных замыканий на землю с действием на отключение устанавливается на трансформаторе в том случае, если такая защита имеется в сети. Отключение участков с указанными замыканиями в сетях напряжением 6 или 10 кВ необходимо по условиям техники безопасности.

При витковых замыканиях в замкнувшихся витках возникает значительный ток, разрушающий изоляцию и магнитопровод трансформатора. Поэтому участки с такими повреждениями должны отключаться быстродействующей защитой. Последняя может не подействовать при малом числе замкнувшихся витков.

К внутренним повреждениям относится, в частности, «пожар стали» магнитопровода, который возникает при нарушении изоляции между листами магнитопровода, что ведет к увеличению потерь на перемагничивание и вихревые токи. Потери вызывают местный нагрев стали, приводящий к разрушению изоляции. Для недопущения внутренних повреждений в масляных трансформаторах используется газовая защита, дополненная токовой отсечкой.

Аномальными режимами работы трансформаторов являются:

- внешние КЗ, при которых через обмотки трансформаторов могут проходить токи, превышающие номинальные, что приводит к нагреву изоляции обмоток и ее старению или повреждению;

- перегрузка трансформаторов, которая не влияет на работу системы электроснабжения, так как токи перегрузки, как правило, невелики и их прохождение допустимо в течение некоторого времени, достаточного для того, чтобы персонал принял меры к разгрузке трансформатора;

- недопустимое понижение уровня масла, которое может произойти при повреждении бака трансформатора.

8.2. Защита трансформаторов от междуфазных КЗ в обмотках и на их выводах

8.2.1. Виды защит

В качестве защиты от междуфазных КЗ в обмотках и на их выводах для неходовых трансформаторов (номинальная мощность — до 2500 кВ·А включительно) применяется токовая отсечка.

Токовая отсечка является простой быстродействующей защитой, однако имеет следующие недостатки:

- реагирует только на большие токи повреждения;
- охватывает своей зоной действия только часть трансформатора.

Отсечка устанавливается с питающей стороны трансформатора и выполняется с помощью мгновенных токовых реле или электромагнитного элемента реле РТ-80, если реле этого типа используются для выполнения максимальной токовой защиты.

На трансформаторах, питающихся от сети с глухозаземленной нейтралью, отсечка устанавливается на трех фазах, а при питании от сети с изолированной нейтралью — на двух фазах.

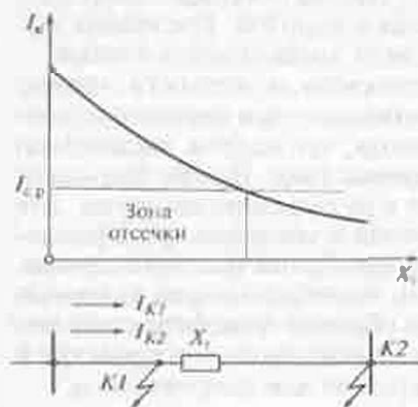


Рис. 8.1. График и схема, поясняющие принцип действия токовой отсечки трансформатора:

X_l — индуктивное сопротивление трансформатора

Токовая отсечка (рис. 8.1) отстраивается по максимальному току КЗ при повреждении за трансформатором (в точке К2). Ток срабатывания ТО вычисляется по формуле

$$I_{отс} = k_{отс} I_{K2max}$$

где $k_{отс}$ — коэффициент запаса, принимаемый равным 1,25...1,50, в зависимости от типа токовых реле (для реле РТ-80 $k_{отс} = 1,5$).

Кроме того, ТО должна отстраиваться по броску намагничивающего тока $I_{нам}$, возникающего при включении трансформатора под напряжение, т.е.

$$I_{отс} > k_{отс} I_{нам} \quad (8.1)$$

где $k_{отс} = 3...5$.

Для выполнения условия (8.1) ток $I_{отс}$ должен в 3—5 раз превышать номинальный ток трансформатора $I_{ном}$.

В зону действия ТО входят обмотка, вывод и часть обмотки трансформатора со стороны, где установлена ТО. В пределах этой зоны ТО отключает поврежденные участки без выдержки времени.

ТО в сочетании с МТЗ и газовой защитой обеспечивает хорошую защиту трансформаторов малой и средней мощности.

Для трансформаторов большой мощности (например, трансформаторов ГПП) при междуфазных КЗ применяется, как правило, дифференциальная токовая защита. Опыт эксплуатации показывает, что ТО в этих случаях имеет недостаточную чувствительность.

Дифференциальная токовая защита (ДТЗ), и точнее, продольная ДТЗ защищает трансформаторы также от КЗ на землю и от замыканий витков одной фазы.

Принцип действия дифференциальной защиты трансформаторов поясняет рис. 8.2. С обеих сторон трансформатора устанавливаются трансформаторы тока. Их вторичные обмотки соединяются так, чтобы при нагрузке и внешних КЗ через реле КА протекала разность вторичных токов $I_p = I_{II} - I_{I\alpha}$.

Тогда при КЗ в точке К2 ток в реле будет равен сумме вторичных токов: $I_p = I_{II} + I_{I\alpha}$.

Если $I_p > I_{отс}$, то реле отключит трансформатор. Для того чтобы ДТЗ не срабатывала при нагрузке и внешних КЗ, необходимо выполнение условия

$$I_p = I_{II} - I_{I\alpha} = 0, \text{ т.е. } I_{I\alpha} = I_{II} \quad (8.2)$$

Необходимые условия правильной работы дифференциальной защиты трансформаторов:

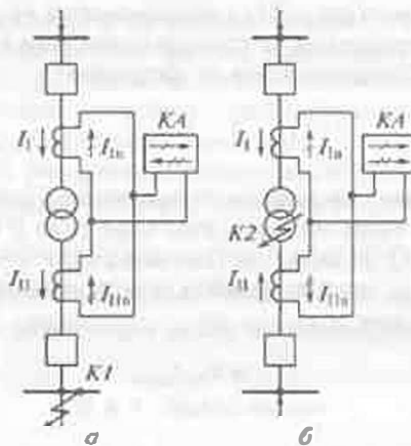


Рис. 8.2. Схемы, поясняющие принцип действия дифференциальной защиты трансформатора при внешнем КЗ (а) и КЗ в трансформаторе (б)

- для компенсации неравенства первичных и вторичных токов в силовом трансформаторе при выполнении ДФЗ должны быть выбраны ТТ с разными коэффициентами трансформации. Для понижающего трансформатора на стороне ВН устанавливают ТТ с коэффициентом $k_{1ТТ}$, а на стороне НН — с коэффициентом $k_{2ТТ}$, причем $k_{1ТТ} < k_{2ТТ}$;

- при неодинаковых схемах соединения первичных и вторичных обмоток силовых трансформаторов (например, при схеме Y/Δ) для компенсации сдвига первичных и вторичных токов трансформаторов по фазе на стороне «звезды» трансформатора должны быть установлены ТТ, соединенные по схеме «треугольника», а на стороне «треугольника» — ТТ, соединенные по схеме «звезды».

При одинаковых схемах соединения первичных и вторичных обмоток трансформаторов компенсация сдвига токов по фазе не требуется.

8.2.2. Токи небаланса в дифференциальной защите трансформаторов

При внешних КЗ и нагрузке обеспечить равенство вторичных токов ТТ, поступающих в реле (см. условие (8.2)), не удастся. Вследствие этого в указанных режимах появляется ток небаланса

$$I_{\text{нб}} = I_{1n} - I_{2n},$$

который может вызвать неправильную работу ДФЗ.

Для дифференциальных защит используют реле типов РНТ и ДЗТ. На двух- и трехобмоточных силовых трансформаторах без регулирования напряжения под нагрузкой обычно применяют реле типа РНТ с насыщающимися трансформаторами тока (НТТ) и короткозамкнутыми обмотками. Для защиты силовых трансформаторов с регулируемым напряжением под нагрузкой применяют реле типа ДЗТ с НТТ и магнитным торможением сквозным (циркулирующим) током дифференциальной защиты.

Особенности выполнения дифференциальной защиты трансформаторов:

- необходимость отстройки от бросков намагничивающего тока, возникающих при включении ненагруженного трансформатора под напряжение или при восстановлении напряжения после устранения внешнего КЗ;
- необходимость отстройки от токов небаланса, обусловленных неполным выравниванием вторичных токов в плечах дифференциальной защиты.

Ток небаланса дифференциальной защиты трансформаторов состоит из трех составляющих:

$$I_{\text{нб}} = I_{\text{нб1}} + I_{\text{нб2}} + I_{\text{нб3}}, \quad (8.3)$$

где $I_{\text{нб1}}$ — составляющая тока небаланса, обусловленная разностью намагничивающих токов трансформаторов тока в плечах защиты; $I_{\text{нб2}}$ — составляющая тока небаланса, возникающая из-за регулирования коэффициента трансформации защищаемого трансформатора; $I_{\text{нб3}}$ — составляющая тока небаланса, обусловленная невозможностью установки на реле типов РНТ и ДЗТ уравнивающих обмоток с точным расчетным числом витков.

Первым условием выбора первичного тока срабатывания защиты является отстройка от тока небаланса. При этом

$$I_{\text{ср}} \geq k_{\text{отс}} I_{\text{нб}}, \quad (8.4)$$

где $k_{\text{отс}} = 1,3$ для реле типа РНТ и $k_{\text{отс}} = 1,5$ для реле типа ДЗТ.

Вторым условием выбора тока срабатывания защиты является ее отстройка по броску тока намагничивания при включении ненагруженного трансформатора под напряжение:

$$I_{\text{ср}} \geq k_{\text{отс}} I_{\text{нбма}}, \quad (8.5)$$

где $k_{\text{отс}} = 1,3$; $I_{\text{нбма}}$ — номинальный ток, соответствующий номинальной мощности трансформатора (номинальной мощности его наибольшей обмотки) и типовой мощности автотрансформатора.

Чувствительность РЗ при КЗ в ее зоне проверяют следующим образом. В качестве расчетного выбирают режим, при котором

токи в плечах РЗ и результирующая МДС реле оказываются наименьшими. При одностороннем питании точки КЗ коэффициент чувствительности k_n может оцениваться по формуле

$$k_n = I_{к.мин} k_{сз} / I_{сз.т} \quad (8.6)$$

где $k_{сз}$ — коэффициент, учитывающий схему соединений ТТ на стороне защищаемого трансформатора, по которой протекает ток КЗ $I_{сз}$.

Согласно ПУЭ коэффициент чувствительности защиты должен быть равен примерно 2.

8.2.3. Расчет дифференциальной защиты трансформаторов

Задачей расчета дифференциальной защиты трансформаторов с реле типа РНТ является определение тока срабатывания по условиям (8.4) ... (8.6) и числа витков обмоток НТТ.

Составляющая, обусловленная разностью намагничивающих токов трансформаторов тока,

$$I_{диф1} = k_{ап} k_{отн} j I_{к.макс} \quad (8.7)$$

где $k_{ап}$ — коэффициент апериодичности, учитывающий переходный процесс (для реле типа РНТ $k_{ап}$ принимается равным 1); $k_{отн}$ — коэффициент однотипности, принимается равным 1, если на всех сторонах трансформатора имеется не более одного выключателя; j — относительное значение тока намагничивания трансформатора тока ($j_i = 0,1$); $I_{к.макс}$ — периодическая составляющая тока (при $t = 0$) при расчетном внешнем трехфазном металлическом КЗ.

Составляющая, обусловленная регулированием напряжения защищаемого трансформатора (автотрансформатора),

$$I_{диф2} = \Delta U_n I_{пк.макс} + \Delta U_p I_{пв.макс} \quad (8.8)$$

где ΔU_n , ΔU_p — относительные погрешности, обусловленные регулированием напряжения и принимаемые равными 1/2 суммарного диапазона регулирования напряжения на соответствующей стороне; $I_{пк.макс}$, $I_{пв.макс}$ — периодические составляющие токов (при $t = 0$), проходящих при расчетном внешнем КЗ на сторонах, где производят регулирование.

Выбор числа витков обмоток реле типа РНТ производят на основании режима, соответствующего средней величине напряжения регулируемого трансформатора.

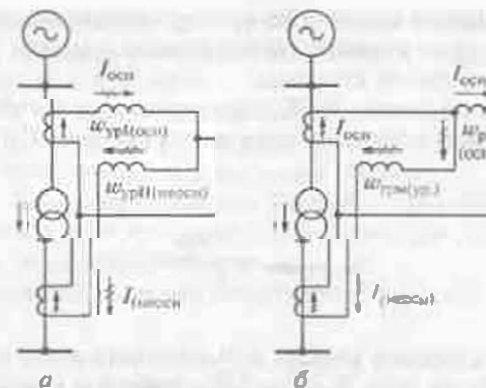


Рис. 8.3. Принципиальные схемы включения обмоток реле типа РНТ в дифференциальной защите трансформаторов (для одной фазы):

а — без использования (или работы) (дифференциальной) обмотки; б — с использованием рабочей обмотки

Составляющая, обусловленная установкой на коммутаторе реле типа РНТ (ДЗТ) уравнивательных обмоток с неточным расчетным числом витков,

$$I_{сб} = \frac{\omega_{I.расч} - \omega_I}{\omega_{I.расч}} I_{I.расч} + \frac{\omega_{II.расч} - \omega_{II}}{\omega_{II.расч}} I_{II.макс} \quad (8.9)$$

где $\omega_{I.расч}$, $\omega_{II.расч}$ — расчетные числа витков уравнивательных обмоток реле типа РНТ для основных сторон (где протекают наименьшие токи); $I_{I.расч}$, $I_{II.макс}$ — периодические составляющие токов КЗ (при $t = 0$), проходящих при расчетном внешнем КЗ на сторонах, где используются обмотки с числом витков соответственно ω_I и ω_{II} .

Для двухобмоточных трансформаторов вторые слагаемые в формулах (8.8) и (8.9) исключают.

Затем далее определяют числа витков обмоток НТТ. Для этого находят сначала вторичные токи в плечах дифференциальной защиты трансформатора. Сторону, где проходит наибольший ток, принимают за основную (рис. 8.3). Для этой стороны ток срабатывания реле

$$I_{ср.расч} = \frac{I_{сз.расч} k_{сз.т}}{k_{ТТ.т}}, \quad (8.10)$$

где $I_{сз.расч}$ — ток срабатывания защиты, выбранный по условиям (8.4) ... (8.6) и приведенный к напряжению основной стороны,

$k_{т.осн}$ — коэффициент схемы для трансформаторов тока на основной стороне; $k_{т.осн}$ — коэффициент трансформации трансформаторов тока на основной стороне.

Число витков обмотки НТТ, подключаемой к трансформаторам тока основной стороны, для реле РНТ-565 определяют по формуле

$$w_{неосн.расч} = \frac{100}{I_{с.р.осн}} \quad (8.11)$$

В качестве основной можно использовать либо одну из уравнительных обмоток (рис. 8.3, а), либо рабочую (дифференциальную) обмотку реле (рис. 8.3, б).

Число витков обмотки, включаемой на неосновной стороне (из условия равенства нулю результирующей намагничивающей силы без учета небаланса), определяют при режимах нагрузки или внешних КЗ по формуле

$$w_{неосн.расч} = w_{осн} \frac{I_{осн.ит}}{I_{неосн.ит}} \quad (8.12)$$

Одна из уравнительных обмоток является основной ($w_{ит} = w_{осн}$), а другая — неосновной ($w_{ит} = w_{неосн}$). Для трехобмоточных трансформаторов, у которых две неосновных стороны, уравнение для намагничивающих сил принимает вид

$$I_{осн.ит} w_{осн} = I_{итI} w_{итI} = I_{итII} w_{итII} \quad (8.13)$$

где $I_{осн.ит}$, $I_{итI}$, $I_{итII}$ — вторичные номинальные токи в плечах защиты для основной стороны и неосновных сторон I, II; $w_{осн}$, $w_{итI}$, $w_{итII}$ — принятое число витков для основной стороны и расчетные числа витков для неосновных сторон I, II.

Числа витков уравнительных обмоток реле типа РНТ определяют по формуле

$$w_{ит} = w_{неосн} - w_{раб.дифф.} \quad (8.14)$$

Сопротивление в цепи короткозамкнутой обмотки реле РНТ-565 $R_{\Sigma} = 3 \dots 4 \text{ Ом}$.

Надежность отстройки защиты по броскам тока намагничивания проверяют экспериментально путем пятикратного включения защищаемого трансформатора под напряжение (на холостой ход).

Для повышения чувствительности продольных дифференциальных защит широко используют принцип торможения сквозным (циркулирующим) током.

На рис. 8.3 показано распределение токов при сквозном (внешнем) КЗ. По дифференциальной (рабочей) обмотке реле $w_{р}$ проходит ток небаланса, по тормозной обмотке $w_{тн}$ проходит ток сквозного КЗ. Намагничивающая сила рабочей обмотки направлена на срабатывание реле, намагничивающая сила тормозной обмотки — на несрабатывание реле.

Условие несрабатывания дифференциальной защиты при сквозном КЗ:

$$I_{к.итв.ит} \geq k_{отс} I_{ит.ит} w_{р} \quad (8.15)$$

С учетом тангенса угла наклона к оси абсцисс касательной к характеристике срабатывания реле

$$w_{т} \geq \frac{k_{отс} I_{ит.ит} w_{р}}{I_{к.итв.ит} \operatorname{tg} \alpha} \quad (8.16)$$

где $k_{отс} = 1,5$; $\operatorname{tg} \alpha = 0,83$ для реле ДЗТ-I и $\operatorname{tg} \alpha = 0,87$ для реле ДЗТ-II.

Переходя к отношению соответствующих первичных токов для трансформаторов с односторонним питанием, получаем

$$w_{т} = \frac{k_{отс} I_{ит.ит} w_{р}}{I_{к.итв.ит} \operatorname{tg} \alpha} \quad (8.17)$$

При КЗ в зоне защиты по рабочей и тормозной обмоткам проходит один и тот же ток, т.е. $I_{р} = I_{т}$. Однако, выбрав $w_{т} > w_{р}$ [значения $w_{т}$ находят по формуле (8.17)], обеспечивают преобладание рабочей намагничивающей силы, что обуславливает надежное срабатывание реле.

Для исключения влияния тормозной обмотки при КЗ в зоне действия защиты на двухобмоточных понижающих трансформаторах ее включают не в плечо дифференциальной защиты со стороны питания, а в противоположное плечо.

8.3. Защита трансформаторов от внешних КЗ

Защита от внешних КЗ служит для отключения трансформаторов при КЗ на сборных шинах либо на отходящих от них присоединениях, если защиты или выключатели указанных элемен-

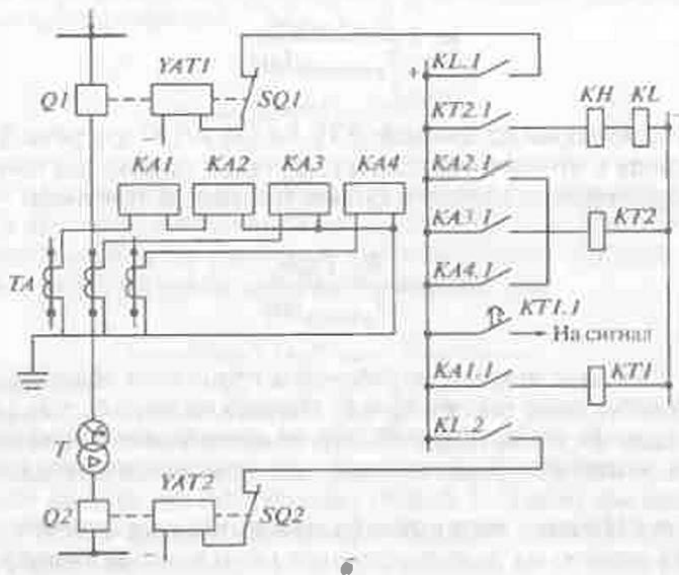
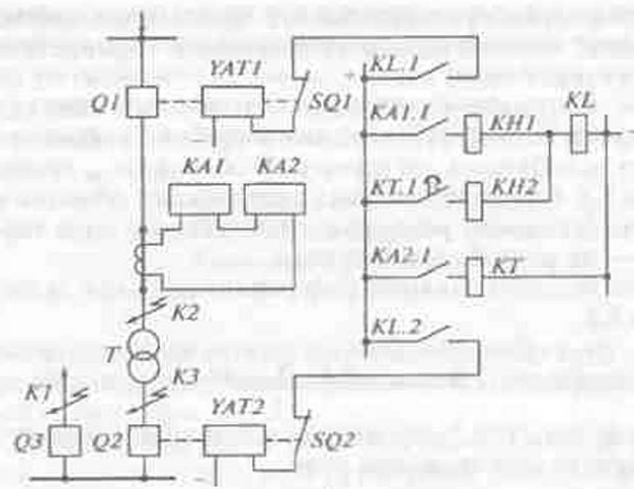


Рис. 8.4. Принципиальные схемы однолинейной (а) и трехлинейной (б) токовых защит понижающего трансформатора от внешних КЗ и перегрузки

тов отказали в работе. Одновременно защита от внешних КЗ используется и для защиты трансформатора от повреждений. Так как по условиям селективности защита от внешних КЗ должна иметь выдержку времени, она не может быть быстродействующей.

Поэтому она используется как основная только на мало-мощных трансформаторах. На трансформаторах, имеющих специальную защиту от внутренних повреждений, защита от внешних КЗ применяется как резервная.

Для защиты трансформаторов от внешних КЗ используются различные защиты: простая МТЗ, токовая обратной последовательности, токовая нулевой последовательности, токовая с пуском по напряжению. Каждая из этих защит имеет свою область применения.

На рис. 8.4, а показана принципиальная схема однолинейной токовой защиты понижающего трансформатора. Для быстродействующей защиты трансформаторов от КЗ вне бака (точка К1) применяют токовую отсечку (реле КА1.1, КН1, КЛ), устанавливаемую с питающей стороны. Ток срабатывания отсечки $I_{с.от} = k_{от} I_{н.от.макс}$, причем ток $I_{н.от.макс}$ определяют для КЗ в точке К3.

Токовая отсечка плохо реагирует на КЗ в точке К2. В этом случае применяют максимальную токовую защиту. Токовая отсечка в сочетании с газовой защитой является основной защитой для одиночно работающих трансформаторов мощностью $S_{т.инд} \leq 6\ 300$ кВ·А и параллельно работающих трансформаторов при их суммарной мощности $S_{т.инд\Sigma} \leq 10\ 000$ кВ·А.

На рис. 8.4, б дана принципиальная схема трехфазной (трехлинейной) защиты понижающего трансформатора от сверхтоков при внешних КЗ с действием на отключение выключателей Q1 и Q2 и от перегрузки (реле КА1, КТ1) с действием на сигнал. Защиту подключают к трансформаторам тока со стороны источника питания. При наличии многообмоточных трансформатора с несколькими источниками питания защиту делают направленной. Для защиты понижающих трансформаторов от сверхтоков при внешних КЗ в случае недостаточной чувствительности максимальной токовой защиты последнюю дополняют блокировкой от реле минимального напряжения. Для защиты повышающих трансформаторов от сверхтоков при внешних КЗ обычно применяют максимальную токовую защиту с блокировкой от реле минимального напряжения, а для трансформаторов мощностью $S_{т.инд} \geq 1\ 000$ кВ·А с глухозаземленной нейтралью — максимальную токовую защиту нулевой последовательности. Токи нулевой последовательности I_0 появляются при внешних однофазных и двухфазных КЗ на землю в трансформаторе.

На рис. 8.5, а приведена принципиальная схема максимальной токовой защиты нулевой последовательности повышающего трансформатора от замыканий на землю. Защиту подключают к трансформатору тока в заземленной нейтрали трансформатора Т. Данная схема считается предпочтительной, так как в этом случае в зону защиты входит обмотка высшего напряжения транс-

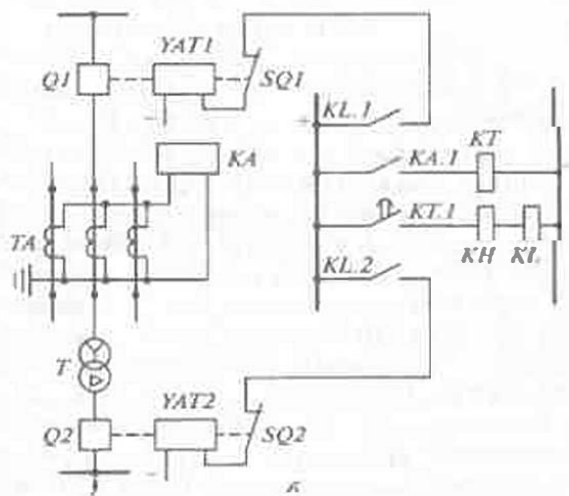
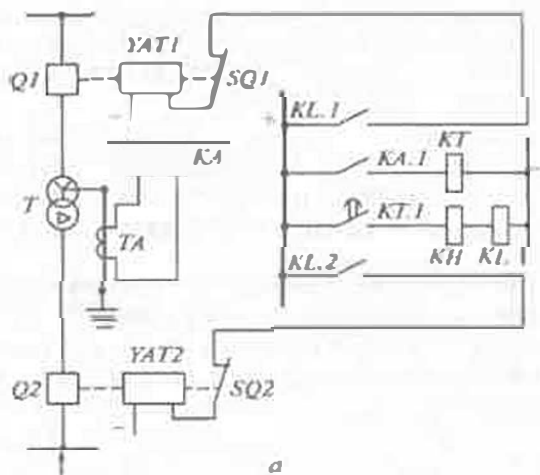


Рис. 8.5. Принципиальные схемы МТЗ нулевой последовательности повышающего трансформатора от замыканий на землю:

а — с включением ТТ в нейтраль вторичной обмотки трансформатора; б — с включением фильтра токов нулевой последовательности по вторичную обмотку трансформатора

форматора. Выдержка времени рассматриваемой защиты должна быть на ступень избирательности Δt выше, чем у аналогичных защит присоединений.

Ток срабатывания МТЗ (без пуска по напряжению) понижающих трансформаторов находят по формулам:

$$I_{с.з.} = \frac{k_{отс.} k_{с.ш.}}{k_n} I_{р.об.ш.м.} \quad (8.18)$$

$$I_{с.р.} = \frac{k_{с.ш.} I_{с.з.}}{k_{ТТ}} \quad (8.19)$$

где $k_{отс.}$ — коэффициент отстройки, учитывающий погрешность срабатывания реле (для реле РТ-40, РТ-80 $k_{отс.} = 1,1 \dots 1,2$); $k_{с.ш.}$ — коэффициент самозапуска, зависящий от вида нагрузки и ее параметров (может задаваться); k_n — коэффициент возврата реле, принимаемый равным $0,80 \dots 0,85$; $I_{р.об.ш.м.}$ — максимальный рабочий ток защищаемого элемента; $k_{с.ш.}$ — коэффициент схемы, зависящий от схемы соединения обмоток ТТ; $k_{ТТ}$ — коэффициент трансформации ТТ.

Таблица 8.1

Формулы для определения расчетных токов в реле максимальных токовых защит при двухфазных КЗ

Схема выполнения МТЗ	Коэффициент схемы k_p при несимметричном режиме	Токи в реле при КЗ	
		в месте установки защиты или за трансформатором Y/Y	за трансформатором Y/A
Полная звезда	1	$I_p = \frac{\sqrt{3} I_k^{(2)}}{2k_{ТТ}}$	$I_p = \frac{I_k^{(2)}}{k_{ТТ}}$
Нерольная «звезда» с тремя реле (третье реле включено в обратный провод)	1	$I_p = \frac{\sqrt{3} I_k^{(2)}}{2k_{—}}$	$I_p = \frac{0,5 I_k^{(2)}}{k_{ТТ}}$
Нерольная «звезда» с двумя реле	1	$I_p = \frac{\sqrt{3} I_k^{(2)}}{2k_{ТТ}}$	$I_p = \frac{I_k^{(2)}}{k_{ТТ}}$
«Треугольник» с тремя реле	$\sqrt{3}$	$I_p = \frac{\sqrt{3} I_k^{(2)}}{k_{ТТ}}$	$I_p = \frac{1,5 I_k^{(2)}}{k_{ТТ}}$
«Треугольник» с двумя реле	$\sqrt{3}$	$I_p = \frac{\sqrt{3} I_k^{(2)}}{2k_{ТТ}}$	$I_p = \frac{1,5 I_k^{(2)}}{k_{ТТ}}$

Примечание. $I_k^{(2)}$ — ток трехфазного КЗ

Таблица 8.2

Рекомендуемые значения коэффициента отстройки для максимальной токовой защиты понижающих трансформаторов

Тип реле защиты		Значение $k_{от}$ при пределе регулирования напряжения		
трансформаторов	отходящих линий	0	$\pm 10\%$	$\pm 16\%$
РТ-40	РТ-40	1,25	1,40	1,50
РТ-40	РТ-80	1,30	1,45	1,55
РТ-40	РТВ	1,40	1,55	1,65
РТВ	РТВ	1,50	—	—

Расчетным видом повреждения обычно считают двухфазное КЗ за трансформатором.

Коэффициент чувствительности рекомендуется определять по формуле

$$k_{\text{ч}} = I_{\text{к.мин}} / I_{\text{к.ит}}$$

где $I_{\text{к.ит}}$ — ток КЗ в конце защищаемой зоны.

На рис. 8.5, б показана принципиальная схема максимальной токовой защиты нулевой последовательности, выполненной на базе трехтрансформаторного фильтра тока I_0 . Для обеспечения избирательности действия защиту выполняют с реле времени КТ.

В табл. 8.1 приведены формулы для определения расчетных токов в реле максимальных токовых защит при двухфазных КЗ без учета токов нагрузки. Расчетным считают наибольший из вторичных токов, проходящих хотя бы в одном из реле защиты при рассматриваемом виде КЗ.

Рекомендуемые значения коэффициента отстройки для максимальной токовой защиты понижающих трансформаторов при наличии регулирования напряжения на стороне высшего напряжения понижающего трансформатора в пределах $\pm 16\%$ приведены в табл. 8.2.

Если в результате расчета оказывается, что коэффициент чувствительности максимальной токовой защиты ниже требуемого (1,5) несмотря на применение чувствительной схемы, защиту дополняют пусковыми реле минимального напряжения.

Применение пуска по напряжению позволяет при определении тока срабатывания защиты по формулам (8.18), (8.19) принимать $k_{\text{сн}} = 1$.

8.4. Защита трансформаторов от перегрузки

На обслуживаемых трансформаторах защита от перегрузки выполняется действующей на сигнал посредством токового реле, которое устанавливается в одной фазе, так как перегрузка трансформатора возникает одновременно во всех трех фазах. Защита имеет реле времени, уставка которого зависит от режима работы трансформатора.

В схемах, показанных на рис. 8.4, в качестве защиты от перегрузки используется МТЗ, выполненная на реле КА2 и КТ.

Ток срабатывания защиты выбирают из условия возврата токового реле при номинальном токе трансформатора:

$$I_{\text{сб}} = \frac{k_{\text{от}}}{k_{\text{н}}} I_{\text{ном}}$$

где $k_{\text{от}} = 1,05$.

На трехобмоточных трансформаторах с одинаковой мощностью обмоток и односторонним питанием защиту от перегрузки устанавливают только на питающей обмотке. При неравной мощности обмоток защита устанавливается на всех трех обмотках [15].

8.5. Газовая защита трансформаторов

8.5.1. Назначение и принцип действия газовой защиты

Газовая защита, применяемая для масляных трансформаторов, основана на использовании явления газообразования в баке поврежденного трансформатора. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Это дает возможность выполнить газовую защиту, способную различать степень повреждения и в зависимости от этого действовать на сигнал или отключение.

Основным органом газовой защиты является газовое реле (рис. 8.6), устанавливаемое в трубопроводе между баком и расширителем трансформатора и представляющее собой заполненную маслом камеру, внутри которой размещены два поплавка. При снижении уровня масла или небольшом выделении газов, обусловленном КЗ небольшого числа витков, верхняя часть камеры заполняется воздухом или газом и поплавок 1 опускается. При дальнейшем снижении уровня масла и бурном выделении газов опускается и поплавок 2. К поплавкам прикреплены ртутные контакты (баллоны с ртутью) или бесконтактные датчики положения, что позволяет изменение положения поплавков использовать для электрической сигнализации или действия защиты. Датчик поло-

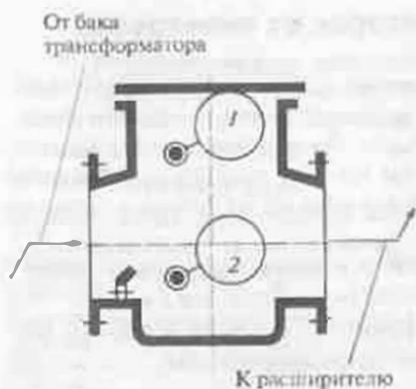


Рис. 8.6. Принципиальная схема устройства газового реле

1 — верхний поплавок, 2 — нижний поплавок

жения поплавка 1 действует на сигнал, а датчик положения поплавка 2 — на отключение трансформатора.

Описанную конструкцию имели самые первые газовые поплавковые реле типа РГ-22. Позднее появились более совершенные реле типа РГЧЗ-66 с чашкообразными элементами.

Элементы 1 и 2 (рис. 8.7) выполнены в виде плоскостонных алюминиевых чашек, способных прашаться вместе с подвижными контактами 4 вокруг осей 3. Контакты 4 замыкаются с неподвижными контактами 6 при опускании чашек. В нормальном режиме при наличии масла в кожухе реле чашки удерживаются пружинами 7 в положении, указанном на рис. 8.7, б. Система отрегулирована так, что веса чашки с маслом достаточно для преодоления силы пружины при отсутствии масла в кожухе реле. Поэтому понижение уровня масла сопровождается опусканием чашек и замыканием контактов 4 и 6. Сначала опускается верхняя чашка и реле действует на сигнал. При интенсивном газообразовании возникает сильный поток масла и газов из бака в расшири-

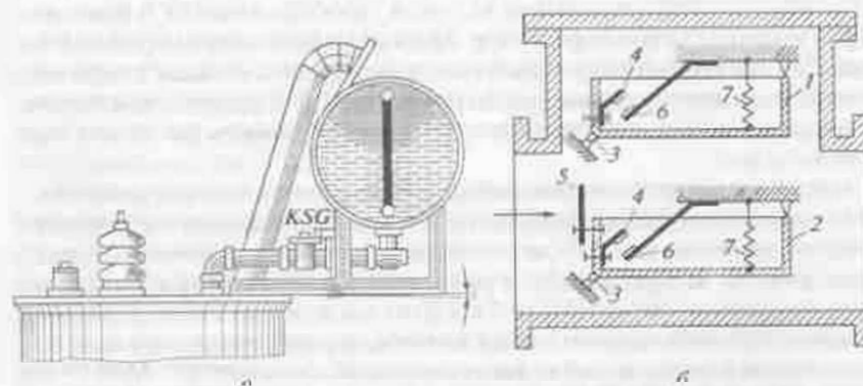


Рис. 8.7. Расположение на трансформаторе газового реле РГЧЗ-66 (KSG) (а) и схема, поясняющая принцип его работы (б)

1, 2 — алюминиевые чашки; 3 — оси; 4 — подвижные контакты; 5 — впуск; 6 — неподвижные контакты; 7 — пружины

тель через газовое реле. На пути потока находится лопасть 5. Когда скорость движения масла и газов достигает определенного значения, на которое отрегулировано реле, лопасть поворачивается вместе с чашкой, что вызывает замыкание контактов в цепи отключения трансформатора. Предусмотрены три установки срабатывания отключающего элемента по скорости потока масла: 0,6; 0,9; 1,2 м/с. При этом время срабатывания реле $t_{\text{ср}} = 0,05 \dots 0,50$ с. Установка по скорости потока масла определяется мощностью и характером охлаждения трансформатора.

Выпускались также доплетные реле, принцип действия которых аналогичен принципу действия поплавковых и чашкообразных реле.

Большое распространение получили газовые реле, изготовленные в ФРГ: реле Бухгольца (типа ВВ-80Q) и струйные реле (типа ÜR125/10). Несмотря на некоторые конструктивные особенности принцип действия у них такой же, как и у других газовых реле.

При монтаже газовой защиты должны выполняться следующие специфические требования:

- для беспрепятственного прохода газов в расширитель должен быть небольшой люфт (1,0...1,5% — у крышки трансформатора; 2...4% — у маслопровода) от крышки к расширителю (рис. 8.7, а);
- нижний конец маслопровода, входящий внутрь трансформатора, должен заделываться с внутренней поверхности крышки, а нижний конец выходной трубы — шпаяться внутри трансформатора;
- контрольный кабель, используемый для соединения газового реле с панелью защиты или промежуточной сборкой клеммов, должен иметь бумажную изоляцию, а не резиновую, так как резина разрушается под действием масла;
- действие газовой защиты на отключение должно происходить с самоудерживанием, чтобы обеспечить отключение трансформатора в случае кратковременного замыкания или вибрации нижнего контакта газового реле, обусловленных точками потока масла при бурном газообразовании.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждений внутри бака; небольшое время срабатывания; простота выполнения; способность защитить трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам.

В то же время газовая защита имеет ряд существенных недостатков, основным из которых является нерентабельность ее на повреждении вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может сработать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора (например, при доливке масла, после ремонта системы охлаждения и т.д.). Возможны также ложные сра-

бытия защиты на трансформаторах, установочных и районных, подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается переход действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора при внутренних повреждениях.

Необходимо отметить, что начальная стадия питания замыкания может не сопровождаться появлением дуги и газобразованием. В этом случае газовая защита действовать не будет и витковые замыкания в трансформаторе могут долго оставаться незамеченными.

Газовая защита является наиболее чувствительной защитой трансформатора при повреждениях его обмоток, особенно при витковых замыканиях. Все масляные трансформаторы мощностью 1000 кВ·А и выше поставляются вместе с газовой защитой.

Газовая защита не действует при повреждениях на выводах трансформатора, поэтому она должна дополняться еще одной защитой при внутренних повреждениях. Для маломощных трансформаторов такой защитой служит МТЗ совместно с токовой отсечкой. Для мощных трансформаторов используется более совершенная дифференциальная защита.

Для герметически закрытых трансформаторов, не имеющих расширителя, вместо газовой реле применяют реле повышения внутритрансформаторного давления, работающее на отключение.

Для предотвращения разрушений стальных трансформаторов (наиболее ответственных и дорогостоящих элементов в системе электроснабжения) при электрических повреждениях внутри бака предусмотрено оснащение этих трансформаторов быстродействующими устройствами релейной защиты (дифференциальной, токовой отсечки и газовой). Газовая защита реагирует на ряд опасных повреждений внутри бака защищаемого аппарата, на которые не реагируют другие защиты, в том числе электрические.

8.5.2. Совершенствование конструкции газового реле

На промышленных предприятиях и в энергосистемах России и стран СНГ эксплуатируется большое количество газовых и струйных реле различных типов. Подвижная часть этих реле морально устарела, износились свои ресурсы и требует замены. Однако данные части к ним промышленность не выпускает. К тому же из-за отсутствия специального стенда для их проверки предприятия, как правило, не имеют возможности квалифицированное и оперативное обслуживание реле.

С учетом опыта эксплуатации указанных реле и последних достижений в данной области зарубежных фирм ОАО «Фирма ОРГ-

РЭС» совместно с Всероссийским научно-исследовательским институтом релейной защиты (ВНИИР) (Чебоксары) разработали и изготовили новые, удовлетворяющие современным требованиям газовые реле РГТ50, РГТ80 и струйные реле РСТ25 (цифры в обозначении соответствуют диаметру проходного отверстия фланца реле), которые серийно выпускаются в настоящее время и эксплуатируются в энергосистемах и на промышленных предприятиях.

Внешний вид выемного реагирующего блока нового газового реле показан на рис. 8.8. Конструкция такого же блока струйного реле отличается лишь отсутствием поплавков. Поплавки газовых реле с встроенными в них управляющими магнитами выполнены сплошными и не имеют механических связей с другими элементами. В процессе изготовления поплавок испытывают при избыточном давлении масла 100 кПа, поэтому в период эксплуатации какие-либо испытания не требуются.

В реле применены терконы повышенной электрической прочности, которые вместе с соединительными проводками размещены в корпусе контактного узла. Они неподвижны, полностью изолированы от масла и имеют усиленную защиту от механических воздействий и атмосферной влаги. Конструкция реле позволяет при необходимости провести осмотр и замену контактного узла на месте установки без спуска масла и вскрытия реле.

Сигнальные контакты газовых реле срабатывают при снижении уровня масла до отметки, соответствующей уменьшению объема масла на 100...250 см³. Отключающие контакты срабатывают до того, как уровень масла снизится до нижнего края отверстия фланца реле.

В газовых реле предусмотрено установка по скорости потока масла: 0,65, 1,0, 1,5 м/с, в струйных — 0,9, 1,2, 1,5, 2,0, 2,5 м/с. Реле поставляются с заводской заводской установкой. При отсутствии ее указания и заказе реле

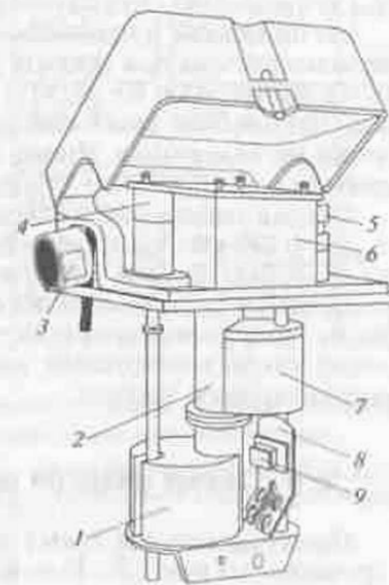


Рис. 8.8. Реагирующий блок газового реле:

- 1 — нижний поплавок; 2 — корпус контактного узла; 3 — входной патрубок; 4 — регулировка контактов; 5 — крышка отсека газа; 6 — корпус контактов; 7 — верхний поплавок; 8 — контактная пружина; 9 — магнит плавучей части

РГТ50 и РГТ80 поставляются с уставкой 1 м/с, реле РСТ25 — с уставкой 1,5 м/с.

Основные электрические параметры новых реле

Номинальное напряжение постоянного или переменного тока (частота 50...60 Гц), В	220
Диапазон коммутируемых напряжений, В	1...300
Минимальный коммутируемый ток, мА	1
Номинальная коммутируемая мощность, при работе на активную нагрузку, Вт	50
Электрическая прочность изоляции разомкнутых контактов при переменном напряжении (частота 50...60 Гц), В	2 000

В реле предусмотрена возможность выполнения двух независимых отключающих и двух сигнальных цепей. С помощью кнопки опробования обеспечивается проверка срабатывания реле при опускании поплавков и отдельно — при действии напорной пластины. Винт регулировки уставки по скорости потока масла выведен на крышку корпуса реле и при наличии стэнда для проверки реле позволяет выполнять регулирование ее без вскрытия реле.

Реле устойчиво к вибрациям в трех взаимно-перпендикулярных направлениях с ускорением $5g$ при частотах 50...150 Гц, к воздействию одиночных ударов в вертикальном направлении с ускорением $5g$, а также к землетрясениям с амплитудой ускорения $0,5g$. Вид климатического исполнения реле О1: рабочий диапазон температуры окружающего воздуха $-60...+55^{\circ}\text{C}$.

Установочные и присоединительные размеры реле позволяют использовать их для замены находящихся в эксплуатации реле РГЧ3-66, ВР-80Q, ВР 50/10 и УРФ 25/10 без каких-либо переделок. Штуцер для ввода кабеля обеспечивает возможность крепления металлоруканки. Новые газовые реле имеют простую и надежную конструкцию и удобны в эксплуатации.

Газовая защита обязательна для трансформаторов мощностью $S_{\text{ном}} \geq 6300 \text{ кВ} \cdot \text{А}$. Допускается устанавливать газовую защиту и на трансформаторах меньшей мощности. Для внутрицеховых подстанций газовую защиту следует устанавливать на понижающих трансформаторах практически любой мощности, допускающих это по конструкции, независимо от наличия другой быстросрабатывающей защиты.

8.6. Схема защиты цехового трансформатора

Принципиальная схема защиты цехового трансформатора приведена на рис. 8.9. Реле $KA1$, $KT1$ образуют однофазную ол-

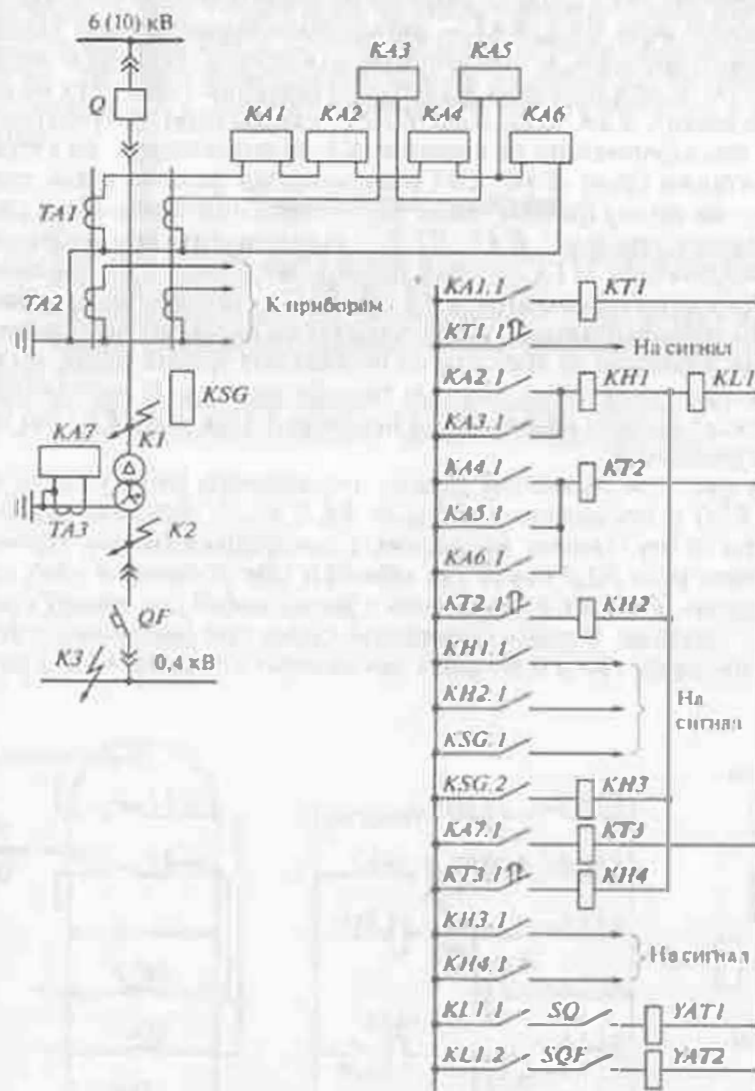


Рис. 8.9. Принципиальная схема защиты цехового трансформатора с применением промежуточного реле без самоудерживания.

$KA1$, $KT1$ — МТЗ от перегрузки; $KA2$, $KA3$ — ТО от межфазных КЗ; $KA4$, $KA5$, $KA6$, $KT2$ — МТЗ от внешних КЗ; $KA7$, $KT3$ — МТЗ нулевой последовательности от однофазных КЗ

норелейную МТЗ трансформатора от перегрузки, действующую на сигнал; реле *КА2*, *КА3* — двухфазную двухрелейную ТО без выдержки времени, установленную со стороны питания и защищающую от междуфазных КЗ в трансформаторе (действует на его отключение); *КА4*, *КА5*, *КА6*, *КТ2* — двухфазную трехрелейную МТЗ трансформатора от внешних КЗ, установленную со стороны питания (реле *КА4*, *КА5* включены на фазные токи, реле *КА6* — на сумму фазных токов для повышения надежности срабатывания защиты); *КА7*, *КТ3* — установленную в нейтраль трансформатора МТЗ нулевой последовательности от однофазных КЗ в цепи напряжением 0,4 кВ; *КСГ* — газовую защиту масляного трансформатора, реагирующую на питковые замыкания, пробой изоляции на корпус и на понижение уровня масла, но не реагирующую на КЗ на выводах трансформатора. В рассматриваемой схеме защиты применяется промежуточное реле *КЛ1* без самоудерживания.

На рис. 8.10 показаны схемы, поясняющие работу газового реле *КСГ* и промежуточного реле *КЛ2*, когда действие газовой защиты или отключение выполняется с самоудерживанием. Промежуточное реле *КЛ2* имеет три обмотки (две токовых и одну напряжения). Реле *КЛ2* срабатывает, когда любая его обмотка получает питание. В рассматриваемой схеме при получении питания обмоткой *1КЛ2* благодаря замыканию контакта *КСГ.2* реле

КЛ2 срабатывает, замыкая контакты *КЛ2.1* и *КЛ2.2*, каждый из которых образует свою цепь питания соответственно катушки *2КЛ2* и катушки *3КЛ2*. К этому времени катушка *1КЛ2* может потерять питание. Выключатели *Q* и *QF* надежно срабатывают на отключение, т.е. цеховой трансформатор отключается с обеих сторон.

Контрольные вопросы

1. Назовите аномальные режимы силовых трансформаторов.
2. Что такое «пожар стали» магнитопровода?
3. Как защитить силовой трансформатор от междуфазных КЗ?
4. Каким образом выполняется защита трансформатора от внешних КЗ?
5. Каково назначение газовой защиты трансформаторов?
6. Каковы недостатки газовой защиты трансформаторов?

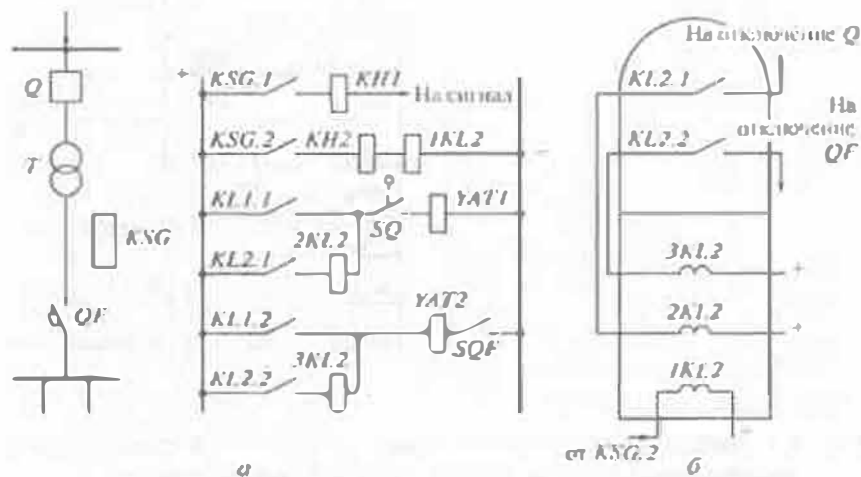


Рис. 8.10. Схемы, поясняющие работу газового реле и промежуточного реле с самоудерживанием:

а — принципиальная схема газовой защиты цехового трансформатора; *б* — схема промежуточного реле *КЛ2* с самоудерживанием

9.1. Основные виды повреждений и аномальных режимов электродвигателей

Протекание больших токов, вызванных внутренними или внешними КЗ, может привести при несвоевременном отключении не только к повреждению обмоток статора, но и к конструктивным разрушениям элементов электродвигателя, обусловленным возникающими механическими усилиями. Поэтому защита от сверхтоков КЗ должна обеспечивать быстрое отключение объекта. Основными видами защит при этом являются токовые, дифференциальные и в ряде случаев — дистанционные. Конкретный выбор вида защиты зависит от мощности, типа и назначения электродвигателя.

Асинхронные (АД) и синхронные (СД) двигатели различных мощностей и напряжений находят широкое применение на промышленных предприятиях, а также в установках собственных нужд электростанций. Эти двигатели используются и при подаче переменного тока для производственных механизмов как не требующих, так и требующих регулирования частоты вращения. Главным преимуществом СД перед АД является возможность изменения тока возбуждения СД для регулирования реактивной мощности, выдаваемой в сеть (при перевозбуждении) или потребляемой из сети (при недо возбуждении). Защита СД и АД должна быть надежной, а также по возможности простой и дешевой, так как двигатели являются наиболее массовым элементом системы электроснабжения.

Особое место по своей ответственности занимают электродвигатели собственных нужд на атомных и крупных тепловых электростанциях. Ложное отключение этих электродвигателей релейной защитой может нарушить нормальную работу электростанции. Надежная работа электродвигателей обеспечивается в основном правильным выбором их по номинальной мощности, режиму работы и виду исполнения. Однако и при правильном выборе и эксплуатации электродвигателей суще-

ствует вероятность появления повреждений и аномальных режимов.

Ввиду разного принципа выполнения СД и АД, а также в связи с особенностями их режимов пуска и самозапуска имеют место различия в некоторых видах РЗ этих двигателей.

Основными видами повреждений двигателей (обмоток статора) являются:

- многофазные КЗ, сопровождающиеся значительным увеличением тока в поврежденном двигателе и снижением напряжения в питающей сети. Эти КЗ опасны и для неповрежденных приемников электроэнергии из-за снижения напряжения в сети;
- однофазные замыкания на землю (коротус) обмотки статора. В сетях с изолированной нейтралью (напряжением 6 и 10 кВ) или нейтралью, заземленной через лугосгасящую катушку (реактор), эти замыкания небезопасны для поврежденного двигателя и для системы электроснабжения не представляют. Поэтому защита от замыканий на землю, действующая на отключение, устанавливается на двигателях в случаях:

$$P_{\text{двиг}} \leq 2 \text{ МВт}, I_{\text{кз}} \geq 10 \text{ А};$$

$$P_{\text{двиг}} > 2 \text{ МВт}, I_{\text{кз}} \geq 5 \text{ А},$$

где $P_{\text{двиг}}$ — номинальная мощность двигателя; $I_{\text{кз}}$ — ток замыкания на землю, имеющий емкостный характер;

- витковые замыкания в обмотке статора. Они опасны для двигателя тем, что наведенные в замкнувшихся витках токи могут намного превышать номинальный ток. Это приводит к нагреву магнитопровода и неповрежденной части обмотки и, как правило, к разрушению изоляции;

• обрывы в цепях возбуждения СД. Поскольку они происходят редко, защита от этих повреждений делается лишь для некоторых мощных СД.

• замыкания на землю обмотки ротора СД. Защита делается от замыкания одной точки обмотки ротора. Согласно ПУЭ для СД такая защита не всегда обязательна.

Наиболее частым и опасным видом повреждений электродвигателей являются многофазные КЗ в обмотках статора (рис. 9.1, а), сопровождающиеся прохождением больших токов, которые вызывают значительные разрушения обмоток и стали электродвигателя. Повреждения стали особенно нежелательны, так как требуют длительного ремонта электродвигателя с починкой его разборок. Многофазные КЗ сопровождаются понижением напряжения в питающей сети, что явственно отражается на работе других приемников тока.

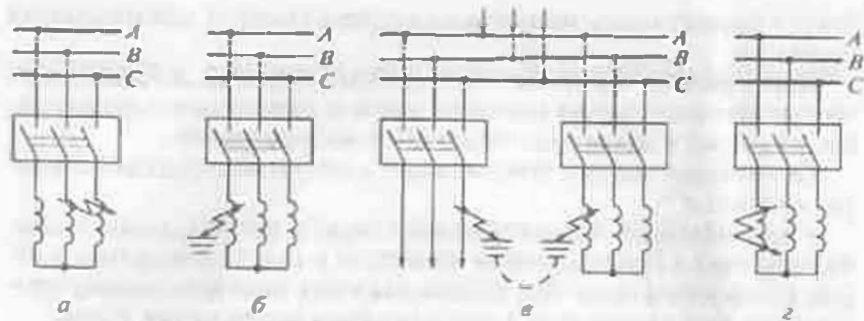


Рис. 9.1. Повреждения обмоток статора электродвигателя.

a — многофазное короткое замыкание; *б* — однофазное замыкание на землю; *в* — двойное замыкание на землю в разных точках сети; *г* — замыкание в одной фазе.

Другим распространенным видом повреждений являются однофазные замыкания обмотки статора на землю (рис. 9.1, б). Для сетей напряжением 6 кВ допустимый ток $I_{\text{з.д.}} = 30$ А; для сетей напряжением 10 кВ $I_{\text{з.д.}} = 20$ А. При превышении этих значений рекомендуется нейтраль заземлять через реактор (для компенсации емкостного тока).

Из всех видов нарушения изоляции однофазные замыкания на землю составляют 75...85%. Для обеспечения надежного питания потребителей в сетях с изолированной нейтралью необходимо учитывать, что при однофазных замыканиях на землю:

- повышается до линейного напряжение двух неповрежденных фаз относительно земли;
- в месте замыкания на землю может образоваться перемежающаяся электрическая дуга, обуславливающая возникновение коммутационных перенапряжений с амплитудой $(4...6)U_{\text{ф.н}}$;
- может иметь место переход в двойные замыкания на землю в разных точках (рис. 9.1, в). Ток повреждения при этом становится близким к току двухфазного КЗ. В данном случае следует предусматривать отключение электродвигателя, которое выполняет защита от замыканий на землю. Если последняя имеет выдержку времени, то в ее схему дополнительно вводят реле тока, срабатывающее при токах повреждения 50...100 А и отключающее двигатель без выдержки времени.

В сетях напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью ток однофазного КЗ представляет опасность для неповрежденного электродвигателя, поэтому электродвигатель должен отключаться защитой без выдержки времени. Эту функцию выполняет трехфазная защита от многофазных КЗ.

В промышленных электроустановках с большой протяженностью электрических сетей, выходящих за пределы

для предприятий, случаи возникновения замыканий на землю в электрических сетях, питающих электродвигатели напряжением свыше 1 кВ, весьма часты. В этих условиях двойные замыкания на землю становятся основным видом повреждений промышленных электродвигателей.

Тяжелым видом повреждений является замыкание витков в одной фазе обмотки статора (рис. 9.1, г), поскольку ток в месте повреждения может быть таким же, как и при многофазном КЗ. Однако РЗ от витковых замыканий не призван, так как простых способов ее выполнения нет, а используются некоторые типы фильтровой токовой защиты, если она предусматривается. Этот вид повреждений обычно сопровождается замыканием на землю или переходит в многофазное КЗ, после чего действует РЗ от однофазных замыканий на землю или РЗ от многофазных КЗ.

Для синхронных электродвигателей характерны также повреждения цепи возбуждения: обрыв и замыкания на землю в одной или двух точках. Обрыв цепи возбуждения приводит к потере синхронного момента электродвигателя и переходу его в асинхронный режим.

Замыкание цепи возбуждения на землю в одной точке само по себе не представляет опасности, но если оно остается неустраненным, то при замыкании на землю в другой точке цепи возбуждения через место повреждения пойдет большой ток КЗ, способный вызвать значительные разрушения. Кроме того, если одно из мест замыкания на землю находится в обмотке возбуждения электродвигателя, то магнитное поле возбуждения может стать несимметричным и вызвать сильную вибрацию электродвигателя.

Аномальными являются следующие режимы работы электродвигателя:

- технологическая перегрузка, которая может устраниться автоматически или обслуживающим персоналом путем разгрузки двигателя. Защита имеет выдержку времени и может выполняться с действием на автоматическую разгрузку, на сигнал или на отключение двигателя. Длительная перегрузка асинхронного двигателя, вызывающая перегрев обмоток, старение изоляции, зависит от многих факторов (предварительная нагрузка, температура окружающей среды, масса АД и др.). Поэтому для целей защиты допустимое время перегрузки $t_{\text{п.н}}$ оценивают с помощью упрощенного выражения

$$t_{\text{п.н}} = \frac{A}{k^2 - 1},$$

где $A = 250$ для закрытых АД, имеющих большие массу и габаритные размеры, $A = 150$ для открытых АД, k — коэффициент тока перегрузки по отношению к номинальному току обмотки статора.

При недопустимой длительности перегрузки АД должен быть разгружен или отключен. ПУЭ предусматривают установку защиты от перегрузки в одной фазе. Однако опыт эксплуатации показал, что в случае несимметричных режимов целесообразна установка защиты в двух или трех фазах;

- понижение напряжения, возникающее при КЗ в питающей сети; при этом двигатель может остановиться или затормозиться (вращающий момент АД пропорционален квадрату напряжения сети). Для ответственных двигателей, а также двигателей, которые не могут работать в режиме самозапуска по технологическим причинам, защита действует на отключение;

- обрыв фазы, который наиболее часто имеет место при защите двигателей планируемыми предохранителями. Функцию защиты при обрыве фазы выполняет защита от перегрузки. Как показывает опыт эксплуатации, последняя работает ненадежно. Для двигателей напряжением до 1 кВ наиболее универсальной защитой от всех аномальных режимов, сопровождающихся возрастанием тока, является встроенная температурная защита;

- асинхронный ход синхронных двигателей, имеющий место при снижении напряжения в сети, уменьшении тока возбуждения, а также в случае, когда вращающий момент двигателя меньше момента сопротивления приводимого двигателем механизма. Для СД при напряжении до 1 кВ специальная защита от асинхронного хода не устанавливается, ее функцию выполняет защита от перегрузки по току статора. Для СД напряжением выше 1 кВ устанавливается специальная защита от асинхронного хода, действующая на разгрузку, ресинхронизацию или отключение двигателя с повторным автоматическим пуском. Во всех случаях защиту выполняют с выдержкой времени, большей, чем время отключения участка, где произошло КЗ.

Ресинхронизация СД заключается в следующем. Устройство ресинхронизации снижает до нуля ток возбуждения, а после достижения СД полсинхронной скорости вновь его подает.

Защита от несинхронной работы на ответственных СД действует на их отключение. Учитывая, что при асинхронном режиме ток повреждения возникает во всех трех фазах, защиту выполняют однофазной однорелейной. Как показывает опыт эксплуатации, защиты СД от перегрузки и от асинхронного режима целесообразно не совмещать, так как характер изменения тока статора в этих случаях различен.

Одним из наиболее опасных несимметричных режимов работы электродвигателя является неполнофазный режим. Причиной возникновения такого режима может быть не только обрыв фазного провода в сети, но и обрыв в обмотке статора, нарушение контакта в коробке выводов и др. Пуск электродви-

гателя в данном режиме невозможен, и двигатель отключается защитой от перегрузки. Однако если неполнофазный режим возник при работе электродвигателя, то защита может оказаться неэффективной, так как при малой нагрузке двигателя токи в обмотках статора могут быть ниже, чем уставка защиты от перегрузки.

Наиболее часто нарушение нормальной работы электродвигателей происходит из-за потери питания, когда вследствие клика или отказа в питающей сети передача активной мощности от источника электроснабжения к электродвигателю либо прекращается полностью, либо ограничивается настолько, что ее оказывается недостаточно для обеспечения полноценного длительного функционирования системы электродвигатель—приводный механизм.

Большое значение для бесперебойной работы промышленных предприятий, а также для обеспечения собственных нужд электростанций имеет самозапуск электродвигателей. Самозапуск заключается в том, что при кратковременном понижении напряжения в сети, питающей электродвигатель, они не отключаются и после восстановления напряжения вновь достигают нормальной частоты вращения (т.е. сами запускаются). Однако в некоторых случаях при восстановлении напряжения после кратковременного его исчезновения самозапуск электродвигателей является недопустимым, например по условиям технологического процесса производства, безопасности персонала, ограничения токов самозапуска. На таких электродвигателях устанавливается РЗ минимального напряжения, действующая на их отключение.

9.2. Защита электродвигателей от междуфазных КЗ

Защита электродвигателей от междуфазных КЗ является основной РЗ, и ее установка обязательна во всех случаях. В качестве РЗ электродвигателей от междуфазных КЗ при $P_{ном} < 5000$ кВт применяется токовая отсечка без выдержки времени. При $P_{ном} < 2000$ кВт ТО делают однорелейной с включением токового реле на разность токов двух фаз. Если при этом $k_n < 2,0$, то ТО выполняют двухфазной двухрелейной. Последняя является обязательной при $P_{ном} > 200$ кВт.

Чтобы исключить возможность ложного действия защиты, она должна быть отстроена по максимальному току, который может проходить через защиту при неповрежденном электродвигателе. За такой ток обычно принимают пусковой ток $I_{пуск}$ электродви-

двигателя, который он потребляет при пусковых (аккороченных) пусковых устройствах (ростат, реактор).

$$I_{ср} = k_{отс} I_{нп.р.}$$

В момент включения электродвигателя имеет место кратковременный бросок намагничивающего тока, значительно превышающий по амплитуде установившийся пусковой ток электродвигателя. Для предотвращения ложных действий отсечки от этого броска тока в момент включения электродвигателя значение коэффициента $k_{отс}$ выбирают в зависимости от типа реле.

Схема ТО должна обеспечивать действие при всех видах многофазных КЗ.

Ток срабатывания реле ТО выбирают по условию

$$I_{ср} = k_{отс} k_{сх} I_{нп.р.} / k_{ТТ}$$

где $k_{отс} = 1,8 \dots 2,0$ для реле РТ-80 (электромагнитный элемент), $k_{отс} = 1,4 \dots 1,5$ для реле РТ-40; $k_{сх}$ — коэффициент схемы, показывающий, во сколько раз ток в реле превышает вторичный ток ТТ при симметричном трехфазном режиме ($k_{сх} = 1$ при соединении ТТ в полную или неполную «звезду», $k_{сх} = \sqrt{3}$ при всех других схемах соединения ТТ); $k_{ТТ}$ — коэффициент трансформации ТТ.

На рис. 9.2 приведена принципиальная схема двухфазной однорелейной защиты электродвигателя от междуфазных КЗ на постоянном операционном токе (токовая отсечка). Недостатком этой ТО является более низкая чувствительность по сравнению с двух-

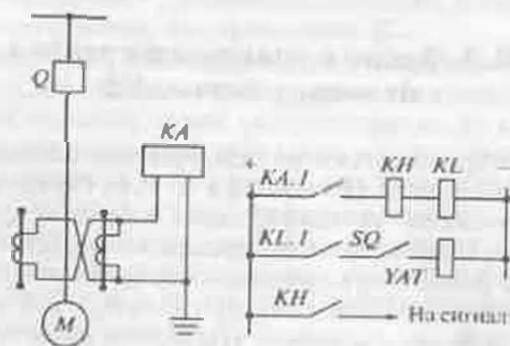


Рис. 9.2 Принципиальная схема двухфазной однорелейной защиты электродвигателя от междуфазных КЗ на постоянном операционном токе (токовой отсечки).

KA — реле тока, магнитные контакты токной отсечки

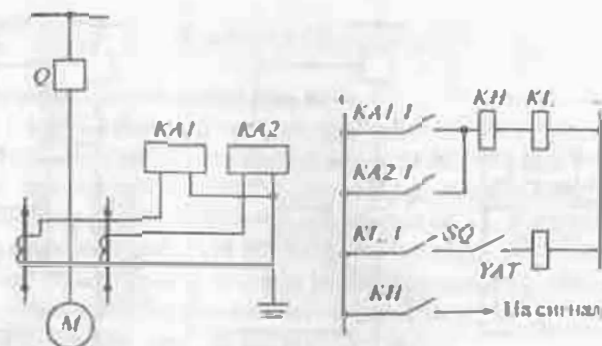


Рис. 9.3. Принципиальная схема двухфазной двухрелейной защиты электродвигателя от междуфазных КЗ на постоянном операционном токе (токовой отсечки).

KA1, KA2 — реле тока, магнитные на фазные токи

фазной двухрелейной токовой отсечкой, схема которой представлена на рис. 9.3. Дело в том, что ток срабатывания реле отсечки по схеме рис. 9.2 в $\sqrt{3}$ раз больше, чем ток срабатывания реле отсечки по схеме рис. 9.3. Поэтому на электродвигателях мощностью 200...5000 кВт ТО выполняют двухрелейной. На неотчетственных электродвигателях мощностью до 2 (или) кВт двухрелейную ТО применяют в том случае, если коэффициент чувствительности однорелейной схемы при двухфазном КЗ на выводах электродвигателя оказывается менее двух ($k_s < 2$).

Учитывая, что двигатели напряжением 6 и 10 кВ работают в сети с незаземленной нейтралью (или заземленной через реактор), защиту выполняют двухфазной однорелейной или двухфазной двухрелейной. Для двигателей с $P_{н.р.} \geq 2000$ кВт двухфазное исполнение допускается только при наличии дополнительной защиты от замыканий на землю, в противном случае защиту двигателя выполняют трехфазной.

Следует иметь в виду, что отсечки, выполненные по схемам, приведенным на рис. 9.2, 9.3, «грубы». При КЗ в обмотке статора электродвигателя, если место повреждения удалено от выводов, отсечка подействует только после ТОТМ, так как в результате выгорания обмотки статора место повреждения приблизится к выводам.

Для того чтобы защита крупных ответственных электродвигателей могла подсечь ток и при многофазных повреждениях обмотки статора, удаливший от выводов, а также и тех случаях, когда отсечки не имеет необходимой чувствительности при двухфазном КЗ на выводах обмотки статора ($k_s < 2$), необходима установка дифференциальной защиты электродвигателя. На электро-

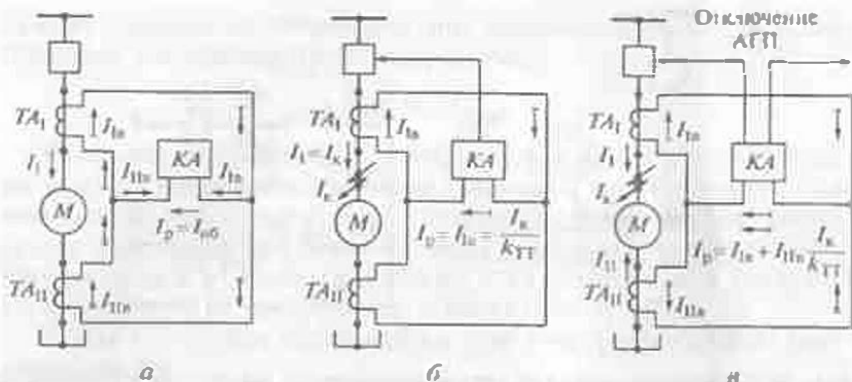


Рис. 9.4. Схемы, поясняющие принцип действия дифференциальной защиты электродвигателя в нормальном режиме (а) и при КЗ в обмотках асинхронного (б) и синхронного (в) электродвигателей

двигателях мощностью 5 000 кВт и более устанавливается продольная дифференциальная защита. Она обеспечивает высокую чувствительность к КЗ на выводах и в обмотках электродвигателей за счёт того, что броски тока при внешних КЗ и токи пуска и самозапуща, по которым отстраивается таковая отсечка, в ней сбалансированы.

Принцип действия продольной дифференциальной защиты двигателя от междуфазных КЗ поясняет рис. 9.4. С обеих сторон обмоток статора электродвигателя установлены трансформаторы ТТ, имеющие одинаковый коэффициент трансформации. В нормальном режиме, когда электродвигатель не поврежден, через трансформаторы $ТА_1$ и $ТА_2$ протекает один и тот же первичный ток I_1 , благодаря чему вторичные токи I_{2a} и I_{2b} в обмотке реле равны между собой и противоположны по направлению (рис. 9.4, а). Практически вторичный ток обоих ТТ циркулирует по соединительным проводам, а в реле отзвучивается только ток небаланса

$$I_{cp} = I_{2a} - I_{2b} = I_{2a0}$$

обуловленный потребностями ТТ. При неповрежденном электродвигателе защита не действует, так как

$$I_{2a0} < I_{cp}$$

При КЗ в обмотках статора асинхронного электродвигателя или невозбужденного синхронного электродвигателя (например, в режиме пуска) первичный ток не проходит через $ТА_2$ (рис. 9.4, б), его вторичный ток равен нулю и, следовательно, через реле проходит полный вторичный ток КЗ, под действием которого реле срабатывает:

$$I_{cp} = I_{2a} = I_{2b}/k_{TT} > I_{cp}$$

где I_{2b} — полный первичный ток КЗ.

При КЗ в обмотках статора возбужденного синхронного электродвигателя дифференциальная защита действует значительно надежнее, чем на асинхронном двигателе, так как место повреждения дополнительно подпитывается током I_{2b} , вызванным ЭДС электродвигателя (рис. 9.4, в). Однако оценку чувствительности защиты следует производить для невозбужденного электродвигателя, поскольку повреждение может возникнуть при пуске, когда ток возбуждения еще не подан.

При повреждении возбужденного синхронного электродвигателя даже после отключения выключателя через место повреждения будет проходить составляющая тока КЗ I_{2b} , вызываемая собственной ЭДС, которая поддерживается благодаря тому, что электродвигатель на выбете может довольно длительно вращаться по инерции, а также тому, что при КЗ действует устройство форсировки возбуждения. Поэтому для синхронных электродвигателей, имеющих автомат гашения поля (АГП), защита должна действовать не только на отключение выключателя, но и на отключение АГП, чтобы погасить магнитное поле электродвигателя и снять полностью ток в месте повреждения.

Продольная дифференциальная РЗ обычно выполняется двухфазной с реле РНТ-565.

Ток срабатывания РЗ, который должен быть отстроен по току небаланса I_{2a} при пуске электродвигателей, рекомендуется принимать равным $I_{ср} = 2I_{2a0max}$.

Коэффициент чувствительности РЗ при двухфазном КЗ на выводах электродвигателя должен быть не менее двух ($k \geq 2$). В тех случаях, когда РЗ с реле РНТ-565, отстроенная по большим токам небаланса, не обеспечивает необходимую чувствительность, используются дифференциальные реле типа ДЗТ-11 с торможением.

Для особо дорогих и ответственных электродвигателей мощностью 10 000 кВт и более может быть принят ток срабатывания дифференциальной продольной РЗ $I_{ср} = 0,5I_{2a0max}$. Однако это целесообразно только в том случае, если токи КЗ малы и коэффициент чувствительности велик.

Релейная защита в двухфазном исполнении не реагирует на двойное замыкание на землю, если одно из замыканий возникает в фазе В обмотки электродвигателя, в которой отсутствует ТТ. Поэтому дополнительно устанавливается специальная РЗ от двойных замыканий на землю, которая выполняется токовым реле, подключенным к трансформатору тока нулевой последовательности.

9.3. Защита электродвигателей от перегрузки

Причинами перегрузки обычно являются обрывы одной фазы, затянувшийся пуск или самозапуск, технологическая перегрузка приводимого механизма, механическое повреждение двигателя или приводимого механизма. Для двигателей опасны только устойчивые перегрузки. Сверхтоки (токи, превышающие номинальные), возникающие при пуске или самозапуске (пуске при нагрузке электродвигателя), как правило, кратковременны и самонастираются при достижении номинальной частоты вращения.

Такая перегрузка, как обрыв фазы, имея место, например, при защите двигателя предохранителями, при номинальной нагрузке в зависимости от параметров электродвигателя может сопровождаться увеличением тока статора до $(1,6 \dots 2,5) I_{ном}$. Эта перегрузка носит устойчивый характер. Устойчивый характер имеют и сверхтоки, обусловленные механическими повреждениями электродвигателя или приводимого им механизма. Сверхтоки вызывают повышение температуры, в первую очередь, обмоток, что ускоряет износ их изоляции и тем самым снижает срок службы электродвигателя.

Условия применения защиты электродвигателей от перегрузки:

- на электродвигателях механизмов, не подверженных технологическим перегрузкам (например, электродвигателях циркуляционных, питательных шахтеров и т. п.) и не имеющих тяжелых условий пуска или самозапуска, РЗ от перегрузки не устанавливается;

- на электродвигателях, подверженных технологическим перегрузкам (например, электродвигателях мельниц, дробилок, бегерных насосов и т. п.), а также на электродвигателях, самозапуск которых не обеспечивается, РЗ от перегрузки должна устанавливаться;

- защита от перегрузки выполняется с действием на отключение в том случае, если не обеспечивается самозапуск электродвигателей или не может быть снята технологическая перегрузка механизма без останова электродвигателя;

- защита от перегрузки электродвигателя выполняется с действием на разгрузку механизма или сигнал, если технологическая перегрузка механизма может быть снята автоматически или вручную персоналом без останова электродвигателя и электродвигатели находятся под наблюдением персонала;

- на электродвигателях механизмов, могущих иметь как перегрузку, устраняемую при работе механизма, так и перегрузку, устранение которой невозможно без останова механизма, целесо-

образно предусматривать действие РЗ от сверхтоков с меньшей выдержкой времени на отключение электродвигателя.

В тех случаях, когда ответственные электродвигатели собственных нужд электростанций находятся под постоянным наблюдением оперативного персонала, РЗ их от перегрузки можно выполнить с действием на сигнал.

К защите электродвигателей, подверженных технологической перегрузке, предъявляются следующие требования:

- защитить электродвигатель от недопустимых перегрузок;
- наиболее полно использовать перегружающую характеристику электродвигателя с учетом предельно допустимой нагрузки и температуры окружающей среды.

Эти требования могут обеспечить тепловые реле, реагирующие на количество теплоты Q , выделенной в сопротивлении нагревательного элемента реле. Основой теплового реле является биметаллическая пластина, которая при нагревании прогибается, замыкая соответствующие контакты реле, что приводит к отключению двигателя от сети. Тепловые реле просты по конструкции, но имеют следующие существенные недостатки:

- сложность обслуживания и наладки;
- различные характеристики у отдельных экземпляров реле одного и того же типа;
- частое несоответствие тепловым характеристикам электродвигателей;

- зависимость от температуры окружающей среды;

- при КЗ нагреватель реле может перегореть раньше, чем реле отключит электродвигатель. Поэтому контакты с помощью тепловых реле устанавливаются при наличии быстродействующей защиты от КЗ, например плавких предохранителей;

- плохое согласование с тепловой перегрузочной способностью двигателей;

- недостаточная стабильность параметров срабатывания в процессе эксплуатации.

На основании изложенного можно сделать вывод, что тепловые реле целесообразнее применять на неответственных двигателях.

Более надежной считается защита электродвигателей от перегрузки, выполненная на токовых реле (рис. 9.5)

Для защиты двигателей от перегрузки предусматривают максимальную токовую защиту, которая может быть одно- или двухфазной, но, как правило, однофазной. Защиту от перегрузки с действием на отключение устанавливают на двигателях, подверженных технологическим перегрузкам, а также на двигателях, самозапуск которых не обеспечивается. Защита от перегрузки осуществляется максимальным реле тока с выдержкой времени.

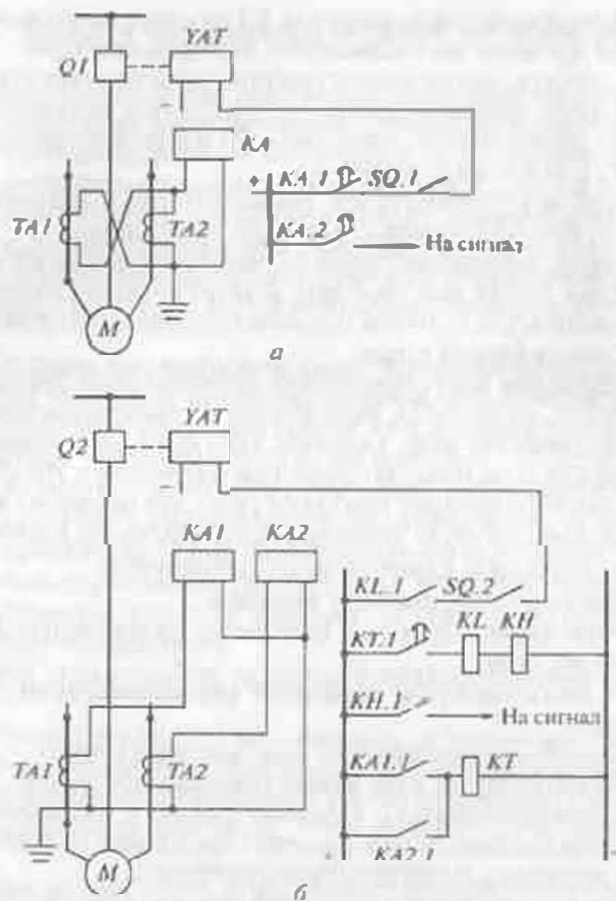


Рис. 9.5. Принципиальная схема защиты двигателя с помощью токовых реле:

а — комбинация защиты от перегрузки и междуфазных КЗ (реле РТ-84), б — от перегрузки (реле РТ-40)

Наиболее целесообразно применение реле, у которых зависимость выдержки времени от тока приближается к тепловой характеристике электродвигателя (допустимые по перегреву выдержки времени при различной перегрузке).

Наиболее подходящие характеристики имеют реле тепловой и индукционной систем. Возможно также применение защит с независимой характеристикой, выполненных с помощью токового реле без выдержки времени и отдельного реле времени. Защита с независимой характеристикой более проста и надежна, но совершенно недостаточно использует перегрузочную спо-

собность электродвигателя и применяется только в тех случаях, когда и использованием его перегрузочной способности нет необходимости.

Наиболее распространена защита от перегрузки с помощью индукционных реле РТ-80 с максимальной выдержкой времени в независимой части характеристики около 16 с.

Перегрузка является симметричным режимом, поэтому для защиты от нее достаточно установить одно токовое реле в любой из трех фаз. Применяются схемы и с двумя реле.

Индукционные реле типа РТ-80 позволяют выполнять на базе одного реле защиту от перегрузки и отсечку от многофазных КЗ. В тех случаях, когда защита от перегрузки должна действовать на отключение, устанавливаются реле типа РТ-82, в которых индукционный элемент с выдержкой времени настраивается для защиты от перегрузки, а мгновенный элемент — для выполнения отсечки.

При необходимости действия защиты от перегрузки на сигнал или на разгрузку приводимого механизма применяются реле РТ-84, имеющие отдельные контакты у индукционного элемента реле. Реле обладает высоким коэффициентом возврата после замыкания этих контактов. Контакты, управляемые электромагнитным элементом реле типа РТ-80, имеют низкий коэффициент возврата и пригодны только для действия на отключение.

Схема комбинированной защиты от перегрузки и от КЗ с реле РТ-84 дана на рис. 9.5, а. Это реле имеет отдельные контакты отсечки и индукционного элемента.

Максимальная токовая РЗ с независимой выдержкой времени в однорелейном исполнении (одно реле РТ-40 вместо двух, показанных на рис. 9.5, б) на тепловых и атомных электростанциях применяется для всех асинхронных электродвигателей собственных нужд, а на промышленных предприятиях — для всех синхронных (когда МТЗ совмещена с РЗ от асинхронного режима) и асинхронных электродвигателей, являющихся приводами ответственных механизмов, а также для неотчетливых асинхронных электродвигателей с временем пуска более 12...15 с.

МТЗ отстраивается от перегрузки по номинальному току электродвигателя:

$$I_{ср} = k_{от} I_{ном} / k_n$$

$$I_{ср} = \frac{k_{от} k_n I_{ном}}{k_n k_{ТТ}}$$

где $k_{от} = 1.1 \dots 1.2$ для РЗ, действующей на сигнал, $k_{от} = 1.5 \dots 1.75$ для РЗ, действующей на отключение; k_n — коэффициент возврата

та реле; k_{Σ} — коэффициент схемы, равный 1,73 при включении реле на разность токов двух фаз.

Время действия защиты от перегрузки принимают равным 12...20 с, что дает возможность отстроиться по времени пуска и самозапуска двигателей. Самозапуск происходит, как правило, при пониженном напряжении на зажимах двигателей, поэтому является для них более тяжелым режимом по сравнению с пуском с точки зрения нагрева. Известно, что чем больше время перерыва питания, тем больше тормозится двигатель, тем тяжелее самозапуск.

В отличие от защиты АД защиту СД от перегрузки выполняют с действием на сигнал ($I_{\Sigma} = 1,25I_{ном}$) или же на сигнал (более чувствительный комплект) и на отключение (менее чувствительный комплект). Для последнего случая $I_{\Sigma} = (1,50...1,75)I_{ном}$.

Ранее отмечалось, что на электромеханических реле больше всего тепловым характеристикам электродвигателей соответствуют характеристики индукционных реле. Опыт эксплуатации реле типа РТ-80 показал, что надежными для защиты АД от перегрузки являются реле РТ-82. Однако характеристики срабатывания реле типа РТ-80 часто не соответствуют тепловым моделям электродвигателей.

Более широкие возможности «подгонки» характеристик срабатывания к тепловым характеристикам электродвигателей имеют микропроцессорные релейные защиты, которые в настоящее время начинают применяться в энергосистемах и на промышленных предприятиях России.

9.4. Защита электродвигателей от понижения напряжения

Данная защита устанавливается главным образом не для непосредственной защиты самих электродвигателей, а для облегчения восстановления нормального режима работы электроустановки в послеаварийных условиях, а также для обеспечения безопасности обслуживающего персонала и предотвращения самозапуска с неподготовленными пусковыми устройствами.

Как уже отмечалось в подразд. 9.1, в тех случаях, когда самозапуск двигателей недопустим при восстановлении напряжения после кратковременного его исчезновения (по условиям технологии производства, безопасности обслуживающего персонала, ограничения токов самозапуска), на таких двигателях устанавливают защиту минимального напряжения, действующую на их отключение.

Защиту минимального напряжения используют для отключения маркоответственных двигателей, практически не влияющих на производственный процесс, чтобы обеспечить надежный самозапуск ответственных двигателей. В отдельных случаях при длительном отсутствии напряжения защита минимального напряжения отключает и ответственные двигатели.

На рис. 9.6, а представлена принципиальная схема защиты электродвигателя от понижения напряжения с двумя реле минимального напряжения.

Опыт эксплуатации показывает, что цепи напряжения, питающие защиту, ненадежны. В них возможны обрывы, ложные действия защитных предохранителей и автоматов, что может вызвать ненужные отключения электродвигателей. Схемы защиты должны выполняться так, чтобы ложные действия защиты из-за повреждения вторичных цепей напряжения были исключены.

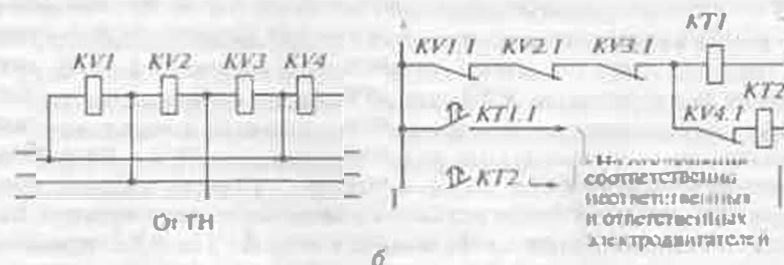
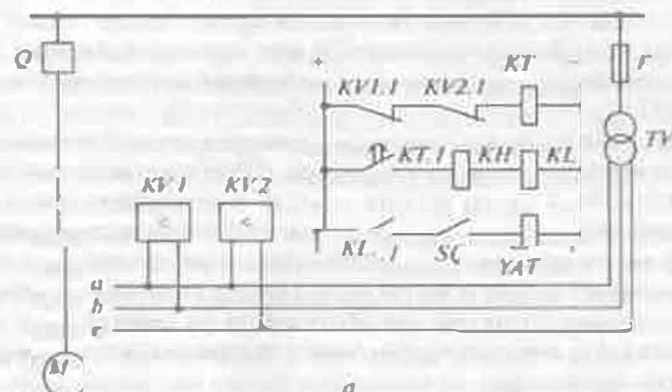


Рис. 9.6. Принципиальные схемы защиты электродвигателя от понижения напряжения с двумя (а) и четырьмя (б) реле напряжения.

KV1, KV4 — реле минимального напряжения; TV — измерительный трансформатор напряжения

Поскольку на шинах всех электродвигателей, питающихся от одной секции шин распределительного устройства, напряжение одинаково, целесообразно выполнять для них одну общую защиту минимального напряжения, действующую с двумя разными выдержками времени на отключение менее и более ответственных электродвигателей. Наиболее надежной, включающей ложные отключения двигателей при обрыве шин напряжения является схема с двумя комплектами реле напряжения, включенными на разные трансформаторы напряжения. Эту схему применяют в ответственных установках.

Напряжение срабатывания защиты минимального напряжения подбирают таким, чтобы обеспечивался самозапуск двигателей, при этом напряжение срабатывания защиты принимают равным $0,7U_{ном}$. Выдержку времени защиты минимального напряжения в целях облегчения самозапуска ответственных двигателей устанавливают равной 0,5 с, а выдержку, предназначенную для отключения двигателей по условиям технологии производства и техники безопасности, принимают сравнительно большой (6...10 с), чтобы отключение двигателей происходило только при длительном понижении напряжения или его исчезновении. Напряжение срабатывания защиты в последнем случае принимают равным $0,5U_{ном}$.

Если не может быть осуществлен одномоментный самозапуск всех ответственных электродвигателей, ПУЭ рекомендуют принимать отключение части из них вместе с неответственными и затем автоматически повторно запускать их после окончания самозапуска неотключаемых ответственных электродвигателей.

Минимальные токи напряжения ответственных многоскоростных электродвигателей для облегчения их самозапуска должны производить переключение этих электродвигателей на низшую частоту вращения.

В установках с постоянным оперативным током РЗ минимального напряжения выполняется для каждой секции сборных шин собственных нужд по схеме, приведенной на рис. 9.6. б. В цепь обмотки реле времени $KT1$, действующего на отключение неответственных электродвигателей, включены последовательно контакты трех минимальных реле напряжения $KV1...KV3$. Благодаря такому включению контактов реле предотвращается ложное срабатывание РЗ при перегорании любого предохранителя в цепях ТН. Напряжение срабатывания реле $KV1...KV3$ принимают равным примерно $0,7U_{ном}$, выдержку времени на отключение неответственных электродвигателей — 0,5...1,5 с, ответственных — 10...15 с.

Как показывает опыт эксплуатации, в ряде случаев самозапуск электродвигателей продолжается 20...25 с со сниженным напря-

жения на шинах собственных нужд до $(0,6...0,7)U_{ном}$. При этом, если не принять дополнительных мер, защита минимального напряжения (реле $KV1...KV3$), имеющая уставку срабатывания $(0,6...0,7)U_{ном}$, может сработать и отключить ответственные электродвигатели. Для предотвращения этого в цепь обмотки реле времени $KT2$, действующего на отключение ответственных электродвигателей, включают контакты $KV4$ / реле напряжения $KV4$. Это минимальное реле напряжения имеет уставку срабатывания $(0,4...0,5)U_{ном}$ и надежно возвращается в исходное положение по время самозапуска. Реле $KV4$ будет длительно держать замкнутыми свои контакты $KV4$ / только при полном снятии напряжения с шин собственных нужд.

Понижение напряжения имеет место, как правило, при КЗ или при ошибочных действиях обслуживающего персонала.

9.5. Защита электродвигателей от однофазных замыканий обмотки статора на землю

К наиболее частым повреждениям двигателей напряжением свыше 1 кВ относится замыкание одной фазы обмотки статора на корпус (землю). Длительное протекание тока однофазного замыкания на землю не допускается, так как обычно сопровождается горением дуги в месте замыкания и может привести к выплавлению стали статора.

В соответствии с ПУЭ защита от замыканий на землю в обмотке статора с действием на отключение должна устанавливаться на электродвигателях мощностью 2000 кВт и более при токах замыкания на землю более 5 А, а на электродвигателях меньшей мощности — при токах замыкания на землю более 10 А. Однако в эксплуатации при токах замыкания на землю более 5 А защиту от замыканий на землю часто устанавливают на электродвигателях любой мощности для предотвращения их повреждений при замыканиях на землю.

Для защиты двигателей напряжением свыше 1 кВ от однофазных замыканий обмотки статора на землю применяют максимальную токовую защиту нулевой последовательности. Защита электродвигателей от замыканий на землю реагирует на емкостный ток сети и выполняется в сетях с изолированной нейтралью с помощью одного токового реле. Реле подключается ко вторичной обмотке кабельного ТТ, стальной магнитопровод которого охватывает трехфазный кабель, питающий электродвигатель (рис. 9.7). Магнитный поток в магнитопроводе этого ТТ накладывается токами всех фаз. В нормальном режиме и при повреждениях, не связанных с замыканием на землю, сумма токов всех трех фаз,

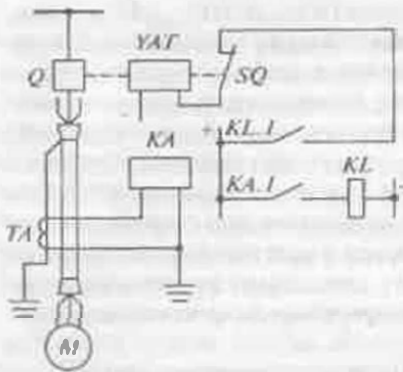


Рис. 9.7. Принципиальная схема защиты электродвигателя от однофазных замыканий на землю с применением фильтра токов нулевой последовательности

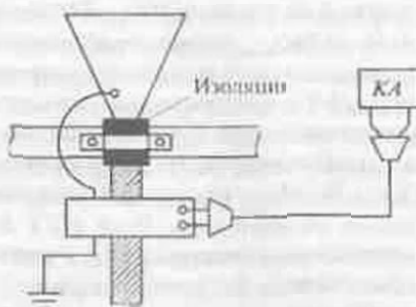


Рис. 9.8. Установка кабельного ТТ для защиты электродвигателя от однофазных замыканий на землю

проходящих по кабелю, равна нулю. Магнитный поток в магнитопроводе тоже равен нулю, и ток в реле защиты не поступает.

При замыканиях на землю в защищаемой зоне ток замыкания на землю, проходящий через кольцевой магнитопровод ТТ по одной из фаз, возвращается обратно через землю, а не по кабелю и, следовательно, не уравновешивается токами других фаз. Во вторичной обмотке ТТ при этом возникает ЭДС, обуславливающая ток в реле, приводящий к действию защиты. Величина тока замыкания на землю определяется емкостью сети, т. е. числом и длиной присоединенных кабелей.

При внешних однофазных замыканиях на землю через кабельный ТТ тоже будет проходить небольшой неуравновешенный ток I_c (собственный емкостный ток электродвигателя и кабеля, питающего электродвигатель, если он входит в зону защиты). Собственный емкостный ток при внешнем замыкании на землю может вызвать ложное действие защиты электродвигателя, что необходимо учитывать при выборе схемы и уставок защиты.

Значение тока I_c , указываемое заводом-изготовителем электродвигателя или определяемое опытным путем, дается для установившегося режима замыкания на землю при номинальном напряжении.

Переменяющееся замыкание на землю сопровождается значительными перенапряжениями на неповрежденных фазах и появлением напряжений и токов высших гармоник. Броски собственного емкостного тока неповрежденного электродвигателя при этом достигают значений, равных $(3 \dots 4)I_c$, что учитыва-

ют соответствующим коэффициентом броска k_b . Для защиты без выдержки времени этот коэффициент может приниматься равным 3...4.

Выбор первичного тока срабатывания защиты производится по условию

$$I_{cs} \geq k_{отс} k_b I_c \quad (9.1)$$

где $k_{отс}$ — коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,2...1,3.

Как указывалось ранее, для электродвигателей мощностью до 2000 кВт ток срабатывания должен быть не более 10 А, а для электродвигателей мощностью 2000 кВт и выше — не более 5 А. Если же ток I_{cs} , определенный по формуле (9.1) окажется больше приведенных значений, необходимо для расчета принять меньшее значение коэффициента брака ($k_b = 1,5 \dots 2,0$), а защиту выполнить с выдержкой времени соответственно 2 или 1 с.

Установившийся собственный емкостный ток I_c электродвигателей мощностью до 10000 кВт при внешних замыканиях на землю не превышает 1 А. Поэтому для таких двигателей, если в зону защиты не входят длинные кабели, можно устанавливать ток срабатывания защиты от замыкания на землю 4...5 А (или 8...10 А при мощности до 2000 кВт), не находя I_c , не выполняя расчет по формуле (9.1) и не имея выдержку времени, если она не требуется для отстройки от тока небаланса, вызванного броском тока при внешнем многофазном КЗ.

На рис. 9.8 показано, как должен быть установлен кабельный ТТ под воронкой силового кабеля.

Трансформаторы тока типов ТЗЛ и ТЗЛМ имеют кольцевой магнитопровод со вторичной обмоткой, покрытой листовой изоляцией из эпоксидной смолы, и должны надеваться на кабель до выполнения его концевой разделки. Трансформатор тока типа ТЗРП имеет разъемный магнитопровод и может надеваться на кабель с залитой воронкой. Наличие разъема в сердечнике этого трансформатора резко увеличивает магнитное сопротивление его сердечника, ослабляет магнитный поток и уменьшает чувствительность защиты.

Трансформаторы тока всех указанных типов очень маломощны, так как в качестве первичной обмотки имеют только жилы кабеля (один виток), а первичный ток замыкания на землю мал. Поэтому значение вторичного тока сильно зависит от сопротивления вторичной нагрузки (реле и соединительных проводов). С учетом этого при использовании того или иного типа ТТ для получения наибольшей чувствительности нужно выбирать токовое реле на определенный номинальный ток, имеющее подходящее сопротивление обмотки (реле РТЗ-51, РТЗ-50, РТ-40 (1,2),

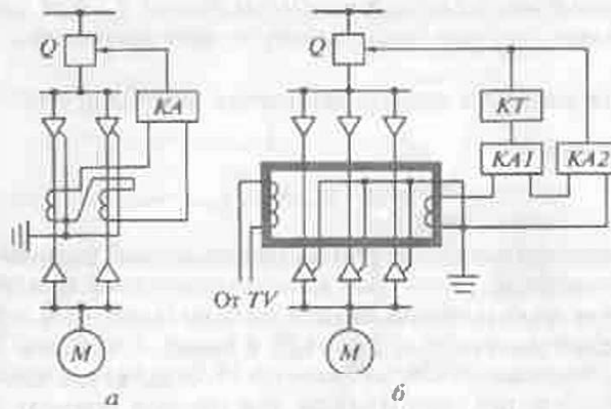


Рис. 9.9. Схемы защиты электродвигателя от однофазных замыканий на землю.

a — с двумя питающими кабелями и трансформаторами тока типа ТТЗ; *б* — с трансформатором тока типа ТНП

Если один мощный электродвигатель получает питание по двум параллельным кабелям, то кабельные ТТ надеваются на каждый кабель (рис. 9.9, *a*). Их вторичные обмотки, соединяемые последовательно, действуют на одно токовое реле. Чувствительность защиты при этом немного снижается.

Если мощность электродвигателя настолько невелика, что питание его осуществляется более чем по двум параллельным кабелям, то все кабели охватывают одним общим ТТ нулевой последовательности типа ТНП (рис. 9.9, *б*) с подмагничиванием от цепей трансформатора напряжения, обеспечивающим высокую чувствительность. Собственный емкостный ток таких электродвигателей обычно велик, вследствие чего требуется вводить выдержку времени для предотвращения срабатывания защиты при бросках тока, вызванных внешним перемежающимся однофазным замыканием на землю. Для действия такой защиты при двойных замыканиях на землю без выдержки времени во вторичную цепь ТНП включают второе токовое реле с первичным током срабатывания около 150...200 А.

В табл. 9.1 приведены минимальные первичные токи срабатывания, которые могут быть получены при различных ТТ с реле разных типов при сопротивлении соединительных проводов не более 1 Ом.

Как видно из табл. 9.1, для электродвигателей мощностью до 2000 кВт может быть использовано любое из указанных в ней реле, но предпочтение надо отдавать наиболее простым и надежным реле РТ-40/0,2.

Таблица 9.1

Минимальные токи срабатывания реле

Тип трансформатора тока нулевой последовательности	Тип реле защиты	Уставка тока срабатывания реле, мА	Минимальное значение первичного тока срабатывания, А, при наличии						
			один ТНП	двух ТНП, включенных последовательно		четыре ТНП, включенных последовательно			
				параллельно	последовательно				
ТЗЛМ	РТ-40/0,2	100	8,60	11,60	12,50	13,00	—	—	—
	РТ3-50	30	8,60	3,90	5,20	4,20	—	—	—
	РТ3-51	20	0,69	1,25	0,97	1,95	1,19	2,48	1,43
ТЗРЛ	РТ-40/0,2	100	20,00	25,00	34,00	—	—	—	—
	РТ3-50	30	—	—	—	—	—	—	—
	РТ3-51	20	0,81	1,34	1,00	1,95	1,20	2,56	1,52
ТЗЛ	РТ-40/0,2	100	7,00	9,00	11,00	—	—	—	—
	РТ3-50	30	3,50	4,00	6,00	—	—	—	—
	РТ3-51	20	0,68	1,25	0,97	1,76	1,19	2,48	1,43
ТЗМ-1	РТ3-51	20	0,60	1,08	0,69	1,60	0,80	2,16	0,96

Примечания. 1. Токи срабатывания указаны при частоте $f = 50$ Гц.
 2. Реле РТ-40/0,2 при уставке 100 мА имеет параллельное соединение обмоток.
 3. Проверки в таблице означают отсутствие данных.

Для электродвигателей мощностью свыше 2000 кВт ток срабатывания защиты не более 5А может быть обеспечен с помощью реле РТЗ-51 и РТЗ-50.

В тех случаях, когда по условиям безопасности требуется незамедлительное отключение участка, где произошло замыкание на землю, даже при очень малых значениях тока и месте повреждения (0,2...0,5 А) применяют направленный РЗ типа ЗЗП-1.

9.6. Особенности защиты синхронных электродвигателей

Синхронные электродвигатели, как и асинхронные, получили широкое применение. СД незаменимы в тех случаях, когда требуется постоянная частота вращения или необходим мощный электродвигатель переменного тока с малой частотой вращения.

В дополнение к защитам, применяемым для асинхронных двигателей, синхронные двигатели должны иметь защиту от асинхронного режима, который возникает при нарушении синхронизма из-за снижения напряжения, перегрузки и уменьшения тока возбуждения. Длительная работа СД в асинхронном режиме приводит к перегрузке обмотки статора. Такой режим наиболее опасен для возбужденного двигателя, так как возникающие при этом токи и моменты могут намного превышать токи и моменты при пуске. Поэтому на СД предусматривают защиту от асинхронного режима, действующую на ресинхронизацию или отключение СД.

При возникновении асинхронного режима появляются пульсации тока статора, переменный ток в обмотке ротора и вибрация двигателя. Поэтому защиту от асинхронного режима СД выполняют реагирующей на колебания (качания) тока в статоре или роторе СД.

Самой простой является токовая защита на базе реле типа РТ-80, включаемого на ток статора и имеющего установки, необходимые для защиты от перегрузки.

Более чувствительна к асинхронному режиму токовая защита с независимой характеристикой (рис. 9.10, а). Она является комбинированной, т.е. действует и при перегрузке, и при выходе из синхронизма. Установки токового реле КА и реле времени КТ определяются требованиями защиты от перегрузки, поэтому $I_{ср} = (1,3...1,4)I_{ном}$, а выдержка времени составляет 10...16 с для надежной отстройки по времени пуска. При асинхронном режиме реле тока типа РТ-40 срабатывает с частотой тока качаний асинхронного режима, но работа реле времени непрерывна (без сбросов)

са) благодаря промежуточному реле КЛ, имеющему замедление при отключении.

Поскольку для срабатывания защиты достаточно значение максимального тока качаний $I_{квч} = I_{ср} = (1,3...1,5)I_{ном}$, рассматриваемую защиту допускается применять для любых электродвигателей.

На рис. 9.10, б представлена принципиальная схема защиты СД от асинхронного режима, реагирующая на появление переменного тока в обмотке возбуждения ОВ двигателя. Реле тока КА присоединяют параллельно дросселю L, включенному последовательно в цепь возбуждения. При выпадении СД из синхронизма переменный ток, появляющийся в обмотке возбуждения, идет в обмотку реле КА, вызывая его срабатывание. Через дроссель L переменный (гулкий) ток не проходит, так как сопротивление дросселя для переменного тока велико, а для постоянного — мало. Оперативный ток к защите подводят через вспомогательный контакт автоматики пуска. Выдержка времени реле

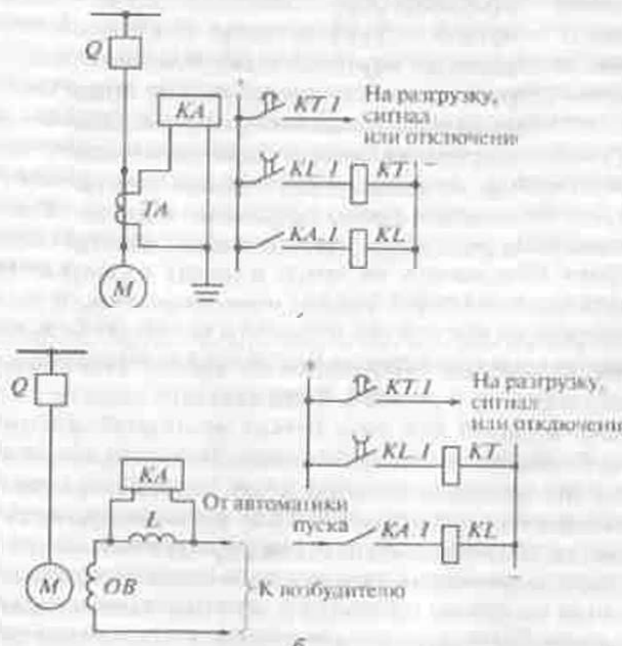


Рис. 9.10. Принципиальные схемы защит СД от перегрузки и асинхронного режима:

а — защита с независимой характеристикой; б — защита, реагирующая на появление переменного тока в обмотке возбуждения двигателя

КТ должна обеспечивать отстройку защиты от бросков тока в случаях включения возбуждения и при внешних КЗ. Реле КЛ имеет то же назначение, что и в схеме на рис. 9.10, а.

После отключения СД от сети какой-либо из защит необходимо обеспечить достаточно быстрое и эффективное гашение поля. Когда для возбуждения СД небольшой мощности (до 500 кВт) используют отдельно стоящие возбудительные агрегаты, одновременно с отключением основного питания отключают питание возбудительного агрегата и тем самым обеспечивают гашение поля. Для двигателей мощностью от 2 000 до 5 000 кВт, имеющих постоянную времени выбега более 7 с, а также для двигателей мощностью 5 000 кВт и выше, предусматривают специальные устройства для гашения поля (например, введение резистора в цепь обмотки возбуждения СД). Гашение поля может потребоваться не только для уменьшения объема повреждения при КЗ, но и для осуществления самозапуска и ресинхронизации.

Основными недостатками рассмотренных защит от асинхронного режима, реагирующих на ток в обмотках статора, являются: недостаточное быстродействие, возможность срабатывания при перегрузках по току в тех случаях, когда это нежелательно; недостаточная (в отдельных случаях) чувствительность.

Правилами устройства электроустановок не предусматриваются защиты от повреждений в цепях возбуждения. Однако для крупных синхронных электродвигателей необходима защита от обрыва цепи возбуждения, поскольку при выходе электродвигателя из синхронизма, вызванном таким обрывом, защита от асинхронного режима, выполненная по любой схеме, обычно отказывает.

Появление замыканий на землю в цепях возбуждения синхронных электродвигателей должно предотвращаться периодическими проверками состояния изоляции цепей возбуждения.

В случае появления замыкания на землю электродвигатель должен быть выведен в ремонт. Специальной защиты от замыканий на землю в одной или двух точках цепи возбуждения электродвигателей обычно не устанавливают. При появлении устойчивого замыкания на землю в одной точке цепи возбуждения крупного ответственного электродвигателя и невозможности вывода его в ремонт целесообразна установка временной защиты от появления второго замыкания на землю в цепи возбуждения. Второе замыкание на землю приводит к шунтированию части обмотки возбуждения (витковое замыкание) и представляет опасность для СД.

Защита от замыкания на землю в двух точках цепи возбуждения необходима для СД ответственных механизмов. СД малоответственных механизмов должны отключаться после появления первого замыкания.

Для защиты цепи возбуждения от замыканий на землю в двух точках используется комплект защиты ротора типа КЗР-2, выпускаемый ЧЭАЗ. Защита включается в работу после возникновения замыкания на землю в одной точке цепи возбуждения.

Защита ротора должна быть чувствительна к ухудшению изоляции ротора, т.е. реагировать на снижение активного сопротивления ротора относительно земли. В связи с наличием в нормальном режиме соизмеримого емкостного сопротивления ротора относительно земли контроль тока замыкания на землю не обеспечивает необходимую чувствительность. Наиболее распространенным решением является подача переменного напряжения в цепь ротора с контролем активной составляющей тока (активного сопротивления) этой цепи относительно земли.

Отказ защиты электродвигателя, как правило, приводит к очень тяжелым последствиям, прежде всего для самого электродвигателя. Дело в том, что защита смежного участка сети — сборных шин, к которым подключена линия, идущая к электродвигателю, обычно либо нечувствительна к КЗ в двигателе, либо имеет по условиям селективности с защитами отходящих от сборных шин линий выдержку времени 1...2 с. Задержка в отключении участка, где произошло КЗ, ведет к развитию аварии, значительному увеличению объема разрушения, пожару и поломке механизма, а связанное с ней понижение напряжения на зажимах других приемников электроэнергии может полностью нарушить работу технологических агрегатов и линий. Защиты электродвигателей должны быть просты и удобны в обслуживании, а их долговечность должна быть не менее срока службы самого электродвигателя.

9.7. Защита электродвигателей напряжением до 1 кВ

Асинхронные двигатели низкого напряжения защищают от многофазных, а в случае заземленной нейтрали — и от однофазных КЗ, перегрузок, если они возможны по условиям эксплуатации или исходя из характеристики приводимого механизма, понижения напряжения, если самозапуск двигателей недопустим или нежелателен.

Асинхронные двигатели напряжением до 1 кВ защищают плавкими предохранителями, автоматическими выключателями или тепловыми реле магнитных пускателей.

Защиту двигателя от КЗ в сетях с глухозаземленной нейтралью выполняют трехфазной (от междуфазных КЗ и однофазных КЗ на землю). Защиту двигателя от КЗ плавкими предохранителями вы-

полняют, как правило, отдельно для каждого двигателя. Выбор предохранителей и их плавких вставок производится так же, как и для двигателей высокого напряжения.

Автоматические выключатели позволяют осуществить все виды защит:

- от КЗ — электромагнитными или полупроводниковыми расцепителями;
- от перегрузки — электротепловыми расцепителями;
- от снижения напряжения — расцепителями минимального напряжения.

Защита двигателей от КЗ может выполняться в виде ТО с помощью максимальных реле тока типа РЭВ (РЭВ-200, РЭВ-250 и др.). На рис. 9.11, а приведена схема ТО без выдержки времени в трехфазном исполнении. Реле тока КА1...КА3 включены в каждую фазу статора непосредственно. При срабатывании хотя бы одного из указанных реле размыкаются соответствующие из контактов КА1.1...КА3.1 в цепи катушки контактора КМ и элект-

родвигатель отключается от сети. Для защиты можно использовать и реле, включаемые через ТТ. При выборе тока срабатывания $k_{отс} = 1,2 \dots 1,5$, а $k_{с} > 2,0$ при КЗ на выводах электродвигателя.

От перегрузки двигателей предусмотрены токовая защита, реагирующая на возрастание тока, а также температурная защита. Токсовая защита выполняется с помощью электромагнитических, полупроводниковых или электротепловых реле. Защита двигателей от перегрузки не должна срабатывать при кратковременных перегрузках, поэтому она имеет выдержку времени и может действовать на отключение, на сигнал или на разгрузку механизма, приводимого двигателем.

Защиту от перегрузки устанавливают в тех случаях, когда имеет место технологическая перегрузка либо когда необходимо ограничить длительность пуска или самозапуска двигателей при пониженном напряжении.

Защита от перегрузки, выполняемая с помощью электромагнитных реле, содержит реле тока и реле времени (КА4 и КТ на рис. 9.11, а). Если защита должна отключать двигатель и при обрыве фазы, то ее выполняют двухфазной. Двухфазной должна быть защита и при наличии плавких предохранителей, используемых для защиты двигателя от КЗ. Применяются и трехфазные защиты.

Условия выбора тока срабатывания электромагнитных реле тока:

$$I_{ср} \geq k_{отс} k_{с} I_{пуск} / (k_{с} k_{ТТ})$$

$$I_{ср} < 0,75 k_{с} I_{н} / k_{ТТ}$$

где $k_{отс} = 1,1 \dots 1,2$; $k_{с} = 0,8$; $I_{п}$ — пусковой ток.

По первому условию реле не должно срабатывать в нормальном режиме работы двигателей. По второму условию реле должно приходить в действие при затянувшемся пуске двигателя ($t_{ср} = 3$ с).

При длительной перегрузке или затянувшемся пуске двигателя реле времени КТ успевает сработать и, размыкнув свои контакты КТ.1 в цепи катушки контактора КМ, отключит двигатель.

Токи срабатывания полупроводниковых расцепителей автоматических выключателей при защите двигателей от перегрузки выбирают по приведенным ранее двум условиям. Защита считается эффективной, если $I_{ср} \leq (1,2 \dots 1,4) I_{пуск}$. Последнее условие не выполняется расцепителями автоматических выключателей типа «Электрон» из-за низкого коэффициента возврата ($k_{с} = 0,75$) и значительного коэффициента отстройки ($k_{отс} = 1,3 \dots 1,5$).

Полупроводниковые расцепители автоматических выключателей типа «Электрон» А3700, ВА имеют регулирующую выдержку

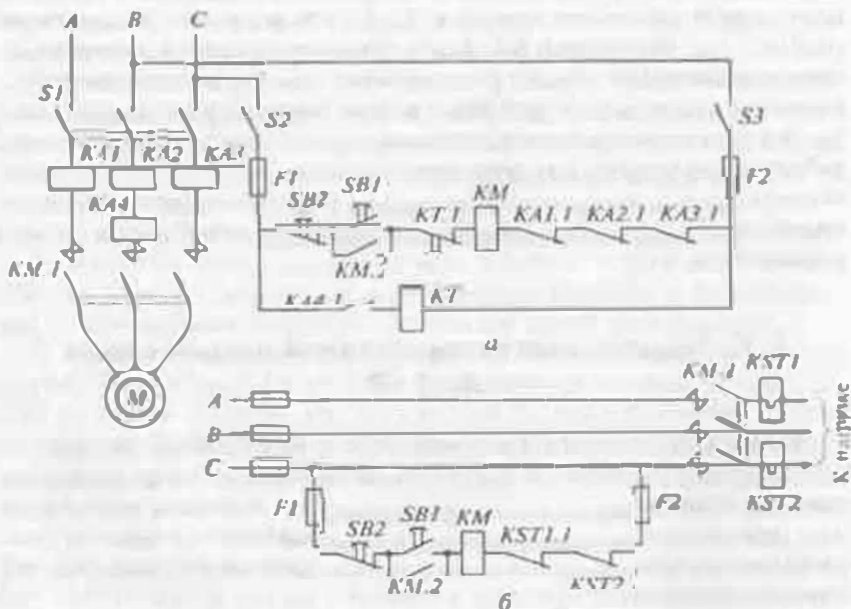


Рис. 9.11. Принципиальные схемы защиты электродвигателя напряжением до 1 кВ:

а — от межфазных КЗ (реле максимального тока КА1, КА2, КА3) и перегрузки (реле максимального тока КА4); б — от перегрузки с помощью электротепловых реле КСТ1 и КСТ2.

времени (4...16 с) при токе, равном $6I_{\text{раскл.ном}}$. Это обеспечивает действие защиты в нормальном пусковом режиме.

Защита от перегрузки, выполняемая с помощью тепловых расцепителей или электротепловых реле автоматических выключателей, получается наиболее эффективной, если $I_{\text{раскл.ном}} = I_{\text{н.ном}}$.

На рис. 9.11, б показана схема защиты двигателя от перегрузки с использованием электротепловых реле. Так как эта схема применяется для защиты двигателя от работы на двух фазах, магнитный пускатель содержит два электротепловых реле: $KST1$ и $KST2$. Номинальный ток электротеплового реле определяют по условию

$$I_{\text{р.ном}} \geq I_{\text{ис.ном}} = I_{\text{н.ном}} / k_{\text{ТТ}}$$

где $I_{\text{н.ном}}$ — номинальный ток сменного нагревателя электротеплового реле.

На рис. 9.12 приведена принципиальная схема температурной защиты (типа УВТЗ-2) электродвигателя с использованием позистора.

При допустимой температуре обмоток двигателя сопротивление позистора составляет 150...450 Ом и реле KL находится в по-

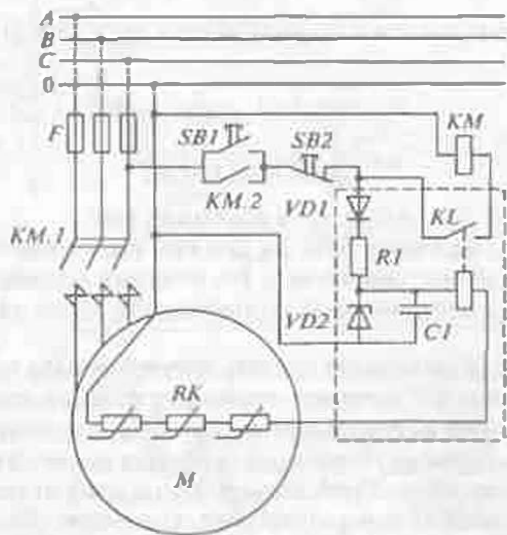


Рис. 9.12. Принципиальная схема температурной защиты (типа УВТЗ-2) электродвигателя напряжением до 1 кВ с использованием терморезистора (позистора):

KL — промежуточное реле постоянного тока; $VD1, R1, VD2, C1$ — стабилизированный выпрямитель; RK — позистор

ложении срабатывания, т.е. его контакты замыкают цепь катушки контактора KM . В аварийных режимах, когда температура обмоток двигателя резко повышается, сопротивление позистора также резко увеличивается. При этом ток в обмотке реле KL уменьшается и оно возвращается в исходное состояние, размыкая цепь катушки KM . Электродвигатель отключается.

Устройство УВТЗ-2 является также защитой от обрыва нулевого провода в сетях напряжением 0,4 кВ. Обрыв нулевого провода недопустим по технике безопасности, так как при этом нарушается связь между корпусом электродвигателя и заземленной нейтралью, что может привести к поражению людей электрическим током.

При обрыве нулевого провода напряжение на обмотке реле KL исчезает и электродвигатель отключается.

Аппаратом защиты минимального напряжения является магнитный пускатель (или контактор), который при напряжении менее $(0,6...0,7)U_{\text{ном}}$ автоматически отключается. Включать его можно с помощью схем управления при восстановлении напряжения в сети.

Защита СД напряжением до 1 кВ строится по тем же принципам, что и защита АД, но с учетом особенностей этих двигателей:

- при срабатывании защиты от КЗ необходимо одновременно с отключением СД отключать его возбуждение;
- необходимо предусматривать защиту СД от асинхронного режима, которая может совмещаться с защитой от перегрузок.

Для охвата всех возможных опасных режимов двигателей, сопровождающихся повышением температуры обмоток, применяют температурную защиту, которая в виде термочувствительных резисторов (термисторов и позисторов), термодпар, биметаллических контактов встраивается в лобные части обмоток, лапы или магнитопровод.

Температурная защита нашла широкое применение для электродвигателей напряжением до 1 кВ. У двигателей напряжением выше 1 кВ из-за достаточно большой толщины слоя изоляции обмоток резко снижается воздействие нагретых частей на термочувствительные элементы, что повышает инерционность температурной защиты.

Многофункциональность защиты электродвигателей, большой диапазон регулирования уставок, вызванный необходимостью унификации защитных устройств, а также требования к гибкости защитных характеристик лучше всего реализуются с помощью микропроцессорных систем защиты. Кроме того, такие системы позволяют производить многостороннюю обработку информации о рабочих, пусковых и аварийных режимах электродвигателей, могут снабжаться выходными каналами не только для от-

какчения двигателя, но и для его разгрузки путем воздействия на приводимые механизмы и технологические установки. Микропроцессорная защита характеризуется малым временем срабатывания, что существенно уменьшает последствия аварийных режимов. Легко реализуются различные дополнительные виды защит и систем контроля за состоянием электродвигателя (например, контроль за состоянием изоляции).

9.8. Защита сборных шин

Короткие замыкания на шинах в системах электроснабжения могут возникать из-за загрязнения или повреждения шинных изоляторов, втулок выключателей и измерительных ТТ, а также при ошибочных действиях обслуживающего персонала с шинными разъединителями. Повреждения на шинах маловероятны. Однако, учитывая тяжелые последствия, к которым эти повреждения могут привести, необходимо иметь защиту, действующую при повреждении шин.

Короткие замыкания на шинах по условиям устойчивости энергосистемы и работы потребителей требуют быстрого отключения. Для прекращения КЗ на шинах их РЗ должна действовать на отключение всех присоединений, питающих шины. Неправильное действие защиты шин может привести к отключению целой электростанции или подстанции, поэтому принцип действия РЗ шин и их исполнение должны отличаться повышенной надежностью.

В качестве быстродействующей и селективной РЗ шин распространение получила дифференциальная РЗ. Дифференциальная защита шин основывается на принципе сравнения значений и фаз токов, приходящих к шинным разъединителям и уходящих от них. Для питания дифференциальной защиты шин на всех питающих шины присоединениях устанавливаются ТТ с одинаковыми коэффициентами трансформации (независимо от мощности присоединения).

На рис. 9.13 показано токораспределение во вторичных цепях дифференциальной защиты шин при внешних КЗ и при КЗ на шинах. Дифференциальное реле ДР подключают к ТТ всех присоединений так, чтобы при первичных токах, направленных к шинам, в нем проходил ток, равный сумме токов всех присоединений, т.е. $I_p = \sum I_{пр}$. Тогда при внешних КЗ $\sum I_{пр} = 0$ и реле не действует, а при КЗ в зоне (на шинах) $\sum I_{пр}$ равна сумме токов КЗ, притекающих к месту повреждения, и дифференциальная защита шин срабатывает.

При внешнем КЗ (точка К на рис. 9.13. а) ток КЗ I_k , идущий от шин к месту КЗ по поврежденной линии W4, равен сумме токов,

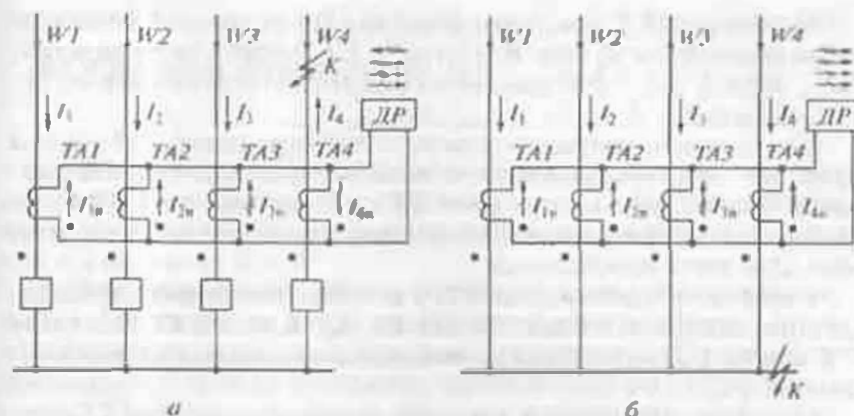


Рис. 9.13. Токораспределение во вторичных цепях дифференциальной защиты шин при внешних КЗ (а) и КЗ на шинах (б)

притекающих к шинам от источников питания (по линиям W1, W2, W3):

$$I_k = I_1 + I_2 + I_3 \quad (9.2)$$

Вторичные токи $I_{1в}$, $I_{2в}$, $I_{3в}$ направлены встречно вторичному току $I_{4в}$ (первичный ток которого утекает от шин). Ток в реле

$$I_p = (I_{1в} + I_{2в} + I_{3в}) - I_{4в}$$

Взяв во внимание вторичные токи через первичные, с учетом (9.2) получим

$$I_p = I_1/k_{ТТ} + I_2/k_{ТТ} + I_3/k_{ТТ} + I_4/k_{ТТ} = 0$$

Следовательно, если пренебречь погрешностями ТТ, то при внешних КЗ ток в реле отсутствует.

С учетом токов намагничивания ток в реле будет равен току небаланса, т.е. $I_p = I_{ик}$. Защита не будет действовать, если $I_{ик} > I_{нб(рел)}$.

При КЗ на шинах (рис. 9.13. б) по всем присоединениям, имеющим источники питания, ток КЗ направлен к шинам подстанции. Вторичные токи направлены в обмотке реле одинаково, поэтому ток в реле равен их сумме:

$$I_p = (I_1 + I_2 + I_3 + I_4)/k_{ТТ}$$

$$I_k = I_1 + I_2 + I_3 + I_4$$

$$I_p = I_k/k_{ТТ} \quad (9.3)$$

Выражение (9.3) показывает, что при КЗ на шинах РЗ реагирует на полный ток I_k (ток КЗ) в месте КЗ. Защита будет действовать, если $I_k > I_{с.з.}$. В нормальном режиме РЗ действовать не будет, так как $I_p = 0$.

Для повышения чувствительности дифференциальной защиты шин, т.е. для уменьшения тока небаланса, необходимо обеспечить условия, при которых все ТТ в случае внешних КЗ будут работать в ненасыщенной части характеристики намагничивания. Для этого необходимо:

- применять однотипные ТТ, у которых насыщение происходит при возможно больших токах КЗ (I_k). К таким ТТ относятся ТТ класса Р(Д), специально рекомендуемые для дифференциальных РЗ;

- уменьшать кратность тока I_k к номинальному току ТТ, увеличивая их коэффициент трансформации;

- уменьшать нагрузку на ТТ, снижая сопротивление Z_n и вторичный ток I_n . Первое достигается увеличением сечения и сокращением длины соединительных проводов, второе — применением вспомогательных ТТ, понижающих ток и соединительных проводов.

Защита выполняется с помощью реле РНТ-565 или РНТ-567.

В случае обрыва или шунтирования фазы вторичной цепи ТТ одного из присоединений ток от этой фазы не будет поступать и дифференциальное реле, в результате чего РЗ может сработать ложно и отключить всю подстанцию. Чтобы этого не произошло, реле отстраивают по току нагрузки наиболее загруженного присоединения. Кроме того, в обратный провод дифференциальной цепи включают чувствительное токовое реле, срабатывающее при обрыве или шунтировании вторичных цепей любого ТТ с выдержкой времени и выводящее дифференциальную защиту шин из действия с подачей сигнала.

Существует много разновидностей дифференциальной защиты шин, имеющих свои достоинства и недостатки, но принцип у всех этих РЗ один и тот же.

Ток срабатывания дифференциальной защиты шин с реле типа РНТ выбирают исходя из следующих условий:

- защита не должна действовать при обрыве вторичной токовой цепи в нормальном режиме, т.е.

$$I_{с.з.} = k_{отс} I_{n \max} \quad (9.4)$$

где $k_{отс}$ — коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,20 ... 1,25; $I_{n \max}$ — максимальный ток нагрузки наиболее загруженного присоединения;

- защита не должна действовать от токов небаланса при внешних КЗ, т.е.

$$I_{с.з.} = k_{отс} I_{нб \max} \quad (9.5)$$

Приближенно можно считать, что

$$I_{нб \max} = 0,1 I_{k \max}$$

При выборе тока срабатывания принимают большее из двух значений, полученных по формулам (9.4) и (9.5). Чувствительность дифференциальной защиты считается достаточной, если при КЗ на шинах $k_s \geq 2$.

Дифференциальные защиты обязательны для шин напряжением 110 кВ и выше, но применяются они и для шин напряжением 35 кВ ответственных подстанций. Для шин напряжением 6 или 10 кВ защита выполняется по упрощенным схемам. Но, как правило, специальная защита шин напряжением 6 или 10 кВ подстанций не предусматривается. При этом КЗ на шинах ликвидируются с выдержкой времени защитами трансформаторов от внешних КЗ и защитами, установленными на секционном или шинносекционном выключателе. При согласовании действия этих защит с действием РЗ других присоединений защищаемой секции шин КЗ на шинах можно ликвидировать без выдержки времени.

Защиты питающих присоединений срабатывают как при повреждении на шинах, так и при внешних КЗ, а защиты отходящих линий — только при повреждении на защищаемой линии. Если защиты отходящих линий приводят в действие, а защиты питающих присоединений срабатывают, то место КЗ находится на шинах. В этом случае защиты питающих присоединений должны отключать соответствующие выключатели без выдержки времени. При повреждении на одной из линий ее защита срабатывает и не позволяет защитами питающих присоединений действовать без выдержки времени. Для получения такого согласованного действия защит необходимо объединить их оперативные цепи. Для отстройки от токов подпитки электродвигателей в защиты отходящих линий вводят реле направления мощности.

Кроме дифференциальных защит шин, в которых в качестве измерительного органа защиты используются реле тока серии РНТ-560 с насыщаемыми ТТ, отличающиеся простотой конструкции и надежностью отстройки по токам небаланса в переходных режимах КЗ, применяют дифференциальные защиты шин, у которых в качестве ИО используются реле тока с торможением, что позволяет отстроить защиту по току небаланса при погрешности ТТ $\epsilon_t > 10\%$ и обеспечить требуемую чувствительность защиты ($k_s \geq 2$).

Дифференциальная защита шин с торможением типа ПДЭ-2006 на интегральных микросхемах выпускается ЧЭАЗ. Она пред-

назначены для защиты одиночных сборных шин и обмотки подстанции напряжением 500...750 кВ.

Контрольные вопросы

1. Почему индуктивные замыкания в обмотке статора опасны для двигателей?
2. Почему длительная перегрузка асинхронного двигателя является нежелательной?
3. В чем заключается ресинхронизация синхронных двигателей?
4. Какая защита применяется на мощных двигателях от межфазных КЗ?
5. Какие функции выполняет защита минимального напряжения?
6. Чем защита синхронных двигателей отличается от защиты асинхронных двигателей?
7. Как устроена температурная защита двигателей?
8. В чем заключаются особенности защиты шин?

Глава 10

АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОВТОРНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ И АВТОМАТИЧЕСКОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ РЕЗЕРВА

10.1. Назначение и основные требования, предъявляемые к устройствам АПВ

Сущность автоматического повторного включения (АПВ) состоит в том, что элемент системы электроснабжения, отключившийся под действием РЗ, вновь включается под напряжение (если нет запрета на его повторное включение) и, если причина, вызвавшая отключение элемента, исчезла, остается в работе, благодаря чему потребители получают питание практически без перерыва. Таким образом, устройства АПВ имеют назначение автоматически включать отключившийся элемент энергосистемы для восстановления работы потребителей или схемы их электропитания.

Опыт эксплуатации показывает, что многие повреждения в системах электроснабжения являются *неустойчивыми* и самоустраиваются. К наиболее частым причинам, вызывающим неустойчивые повреждения элементов системы электроснабжения, относятся перекрытие и обрывы линий при атмосферных перенапряжениях, схлестывание проводов при сильном ветре, замыкание линии различными предметами, отключение линии или трансформаторов вследствие кратковременных перегрузок или неизбежного срабатывания РЗ, ошибочных действий дежурного персонала и т.д. Применение устройств АПВ различных элементов систем электроснабжения повышает надежность электроснабжения даже при одном источнике питания.

Если КЗ самоустраивается, то линии, на которой произошло неустойчивое повреждение, при повторном включении остаются в работе. Поэтому повторные включения при неустойчивых повреждениях принято называть *успешными*.

На воздушных линиях (ВЛ) успешность повторного включения зависит от номинального напряжения линии. На линиях напряжением 110 кВ и более успешность повторного включения значительно выше, чем на ВЛ напряжением 6...35 кВ. Значительный процент успешных повторных включений в сетях высокого и сверхвысокого напряжения объясняется быстродвижением РЗ

(как правило, не более 0,10...0,15 с), большим сечением проводов и расстояний между ними, высокой механической прочностью опор.

Реже на ВЛ возникают обрывы проводов, тросов или тирлянд изоляторов, падение или поломка опор и т.п. Такие повреждения не могут самоустраниться, поэтому их называют *устойчивыми*. В кабельных сетях к устойчивым повреждениям относятся механические разрушения кабелей при земляных и строительных работах.

При устойчивом повреждении повторно включенная линия будет вновь отключена защитой. Поэтому повторные включения линий при устойчивых повреждениях называют *неуспешными*.

Для ускорения повторного включения линий и уменьшения времени перерыва электроснабжения потребителей широко используют устройства АПВ. Время действия АПВ обычно не превышает нескольких секунд, поэтому устройства АПВ при успешном включении быстро обеспечивают подачу напряжения потребителям. Экономическое значение внедрения АПВ очень существенно, поскольку стоимость устройств АПВ несоизмеримо мала по сравнению с тем экономическим эффектом, который они дают. Эффективность действия АПВ определяется не только числом удачных повторных включений, но и числом потребителей, у которых при этом не нарушается нормальная работа.

Наиболее часто АПВ применяются на линиях с односторонним питанием, так как в этих случаях каждое успешное действие АПВ восстанавливает питание потребителей и предотвращает аварию.

При применении АПВ трансформаторов предусматривают запрет АПВ при внутренних повреждениях трансформатора, т.е. при отключении трансформаторов под действием газовой или дифференциальной защиты. Наиболее эффективным является использование АПВ для ВЛ высокого напряжения, так как появление их устойчивых повреждений более вероятно, чем у других элементов.

С увеличением кратности действия АПВ его эффективности уменьшается. Так, эффективность применения однократного АПВ для воздушных линий в энергосетях России составляет 60...75 %, двукратного — 30...35 %, трехкратного — всего лишь 1...5 %.

В соответствии с ПУЭ установка устройств АПВ для линий, шин, ответственных выкателей и трансформаторов является обязательной.

В настоящее время разработано и внедрено много схем и конструкций типовых устройств АПВ для выключателей с приводом, работающими на постоянном и переменном токе.

В соответствии с ПУЭ должны соблюдаться следующие основные требования, касающиеся устройств АПВ:

- устройства АПВ не должны действовать при отключении выключателя персоналом дистанционно или с помощью телеуправления, при автоматическом отключении выключателя защитой непосредственно после включения его персоналом, при отключении выключателя защитой от внутренних повреждений трансформаторов и вращающихся машин устройствами противоаварийной автоматики, а также в других случаях отключения выключателя, когда действие АПВ недопустимо;

- устройства АПВ должны быть выполнены так, чтобы была исключена возможность многократного подключения оборудования к участку с неустранимым КЗ при любой неисправности в схеме устройства;

- устройства АПВ должны выполняться с автоматическим возвратом;

- при применении АПВ необходимо предусматривать ускорение действия защиты на случай неуспешного АПВ. Ускорение действия защиты после включения выключателя устройствами АПВ выполняют с помощью устройств ускорения, которое используют и при включении выключателя другими способами (ключом управления, с помощью телеуправления или устройства АВР). Не следует ускорять действие защиты после включения выключателя, когда линия уже включена под напряжение другим своим выключателем;

- устройства трехфазного АПВ (ТАПВ) необходимо выполнять с пуском, происходящим в результате несоответствия между ранее поданной оперативной командой и отключенным положением выключателя (допускается также пуск устройства АПВ от защиты).

Ускорение защиты до АПВ сокращает до минимума время протекания тока КЗ, благодаря чему уменьшаются вызываемые им повреждения и увеличивается возможность успешного АПВ. Ускорение защиты до АПВ заключается в том, что выдержка времени МТЗ выводится из действия и первое отключение выключателя осуществляется мгновенно. Второе отключение выключателя после неуспешного АПВ выполняется избирательно с выдержкой времени, которая к этому моменту автоматически выводится в действие.

Ускорение защиты после АПВ применяют на участках сети, имеющих несколько ступеней избирательной защиты, так как выход из действия выдержки времени может привести к ложному срабатыванию защиты. Отключение выключателя после неуспешного АПВ производится мгновенно, для чего к этому моменту выдержка времени МТЗ автоматически выводится из действия.

В системах электроснабжения применяют устройства ТАПВ однократного или двукратного (если это допустимо по условиям работы выключателя) действия. Устройства ТАПВ двукратного действия исполняют для воздушных линий, особенно для одиночных с односторонним питанием. В сетях напряжением 35 кВ и ниже устройства ТАПВ двукратного действия применяют для линий не имеющих резервирования по сети.

В сетях с изолированной или компенсированной нейтралью применяют блокировку второго цикла АПВ в случае замыкания на землю после АПВ первого цикла. Выдержка времени ТАПВ во втором цикле должна быть не менее 15 с.

Для ускорения восстановления нормального режима работы сети выдержку времени устройства ТАПВ (для первого цикла АПВ двукратного действия на линиях с односторонним питанием) выбирают минимально возможной с учетом времени погасания дуги и деионизации среды в месте повреждения, а также времени готовности выключателя и его привода к повторному включению.

Выдержку времени устройства ТАПВ на линиях с двусторонним питанием выбирают с учетом возможного неодновременного отключения поврежденного участка с обеих концов линии. В целях повышения эффективности ТАПВ однократного действия ее выдержку времени увеличивают, если это допускает работа потребителя.

На одиночных линиях с двусторонним питанием (при отсутствии шунтирующих связей) предусматривают один из следующих видов трехфазного АПВ (или их комбинацию):

- быстродействующее ТАПВ (БАПВ);
- несинхронное ТАПВ (НАПВ);
- ТАПВ с удержанием синхронизма (ТАПВ УС).

Быстродействующее ТАПВ, или БАПВ (одновременное включение с минимальной выдержкой времени с обеих концов), применяют на одиночных линиях с двусторонним питанием для автоматического повторного включения, как правило, при небольшом угле расхождения между векторами ЭДС соединяемых систем. Пуск БАПВ произойдет при срабатывании быстродействующей защиты, зона действия которой охватывает всю линию. БАПВ блокируется при срабатывании резервных защит и в ряде других случаев.

Устройства АПВ предусматривают на выключателях всех воздушных и кабельно-воздушных линий электропередачи, сборных шин подстанций, если эти линии не являются элементом комплектной или закрытого распределительного устройства (КРУ или ЗРУ), понижающих трансформаторов однострановых главных понижающих подстанций (ГПП). Эффективно сочетание АПВ линий электропередачи с неселективным быстродей-

ствующими защитами линий и устройствами автоматической частотной разгрузки (АЧР).

Автоматическое повторное включение выключателя должно осуществляться после неоперативного отключения выключателя за исключением случаев отключения в результате срабатывания РЗ присоединения, на котором установлено устройство АПВ, непосредственно после включения выключателя оперативным персоналом или средствами телеуправления, после действия защит от внутренних повреждений трансформаторов или устройств противонапряженной системной автоматики.

Время действия устройства АПВ $t_{АПВ}$ должно быть не меньше времени, необходимого для полной деионизации среды в месте КЗ и подготовки привода выключателя к повторному включению. Время $t_{АПВ}$ должно быть согласовано с временем работы других устройств автоматики (например, АВР) и защит, учитывать возможности источника оперативного тока для питания электромагнитов включения выключателей, однопериодно включаемых от устройства АПВ. Характеристики выходного импульса устройства АПВ должны обеспечивать надежное одно- или двукратное (в зависимости от требований) включение выключателя. Устройства АПВ должны допускать блокирование их действия во всех необходимых случаях.

10.2. Классификация и характеристика устройств АПВ

Устройства АПВ классифицируют по следующим признакам.

1. Число циклов (кратность действия включения). В зависимости получили применение АПВ однократного и двукратного действия. Последние используются обычно на турбоконовых линиях и обеспечивают успешность при втором повторном включении около 10...15%. Трехкратные АПВ не получили применения в энергосистемах России, поскольку успешность третьего повторного включения составит 1,5...3,0%. Однако в ряде случаев оперативному дежурному персоналу разрешается производить третье повторное включение одиночных турбоконовых линий после неуспешного действия второго цикла АПВ (спустя 1...2 мин после возникновения КЗ).

2. Способ воздействия на привод выключателя. Различают механические устройства АПВ, встроенные в пружинный или грузовой привод выключателя, и электрические устройства АПВ, осуществляющие воздействие на электромагнит включения выключателя с выдержкой времени. В выпускаемых и находящихся в эксплуатации пружинных приводах выключателей механиче-

ские устройства АПВ не предусматриваются, что упрощает конструкцию и повышает надежность действия приводов. Таким образом, на всех типах выключателей с любыми типами приводов устанавливаются только электрические устройства АПВ.

3. Вид оборудования, на котором устанавливается АПВ. По виду оборудования различают АПВ линий, АПВ шин АПВ трансформаторов, АПВ электродвигателей (в том числе, нескольких двигателей одновременно — так называемое групповое АПВ).

4. Число фаз выключателей, на которые воздействуют защита и АПВ. По числу фаз различают устройства АПВ трехфазные, включающие три фазы выключателя после их отключения релейной защитой, однофазные, включающие одну фазу выключателя, отключенную релейной защитой при однофазном КЗ, и комбинированные, осуществляющие при междофазных повреждениях включение трех фаз или включение одной фазы при однофазном КЗ.

5. Способы контроля в цепях пуска АПВ. По способам контроля, определяемым условиями устойчивости параллельной работы генераторов и СД энергосистем, а также условиями допустимой кратности токов несинхронного включения оборудования, устройства трехфазных АПВ подразделяются на следующие типы:

- без проверки синхронизма и контроля напряжения (тока), когда нарушение синхронизма исклочно, — простое ТАПВ;
- без проверки синхронизма в условиях, когда расчетом подтверждена допустимость несинхронных включений, — несинхронное ТАПВ (НАПВ);
- без проверки синхронизма при наличии быстродействующих выключателей и быстродействующей РЗ в условиях, когда разделившиеся части энергосистемы не успевают перейти на несинхронную работу, — быстродействующее ТАПВ (БАПВ);
- с проверкой наличия напряжения (АПВНН) на включаемом под нагрузку оборудовании, например линии;
- с проверкой отсутствия напряжения (АПВОН) на линии — применяется, в частности, в распределительных сетях на линиях с выделенной нагрузкой;
- с ожиданием синхронизма (АПВОС);
- с улавливанием синхронизма (АПВУС);
- в сочетании с самосинхронизацией генераторов и синхронных компенсаторов (АПВС).

6. Способы сочетания АПВ с устройствами релейной защиты и различными шлов автоматизм. Под способами сочетания АПВ с устройствами РЗ понимают:

- ускорение действия РЗ при АПВ;
- попередное действие устройств АПВ, установленных на разных (обычно последовательно включенных) линиях;

- АПВ после АЧР;
- использование неселективной отсечки в сочетании с АПВ для снижения токов КЗ;
- сочетание АПВ с АВР;
- сочетание АПВ с действием автоматических секционированных отделителей и ряд других способов взаимодействия АПВ с РЗ и другими автоматическими устройствами, повышающими надежность работы энергосистем.

7. Вид оперативного тока. На подстанциях с постоянным оперативным током энергия, необходимая для работы реле, входящих в схему АПВ, поступает от аккумуляторной батареи. При переменном оперативном токе в качестве источников энергии используются трансформаторы собственных нужд, ТТ и ТН. Это обуславливает особенности схем АПВ, конструктивных данных реле (в частности, обмоточных), применение специальных блоков питания и др.

Длительный опыт эксплуатации устройств АПВ в энергосистемах России позволил свести большое разнообразие схем и конструкций, применявшихся на начальных этапах, к ряду унифицированных решений, обеспечивших внедрение типового проектирования и промышленного выпуска унифицированных панелей АПВ, готовых к установке, наладке и включению в эксплуатацию.

Одной из важнейших характеристик устройства АПВ является время его действия $t_{АПВ}$, под которым принимается время с момента пуска устройства АПВ до момента подачи импульса на включение. Это время должно быть достаточным, чтобы выключатель после отключения участка с КЗ был готов для повторного включения.

Время действия устройства АПВ не надо смешивать с временем АПВ, которое складывается из времени действия устройства АПВ и времени действия выключателя от момента получения команды на включение до момента соприкосновения токоведущих контактов. Время автоматического повторного включения уменьшается при использовании быстродействующих выключателей.

В качестве примеров далее рассмотрены некоторые виды АПВ. Несинхронное АПВ (НАПВ) является наиболее простым устройством, допускающим включение разделившихся частей энергосистемы независимо от разности их напряжений. Схема АПВ при этом выполняется без каких-либо дополнительных блокировок. Для предотвращения включения с обоих концов линии на устойчивое КЗ, а также для обеспечения при НАПВ правильной работы релейной защиты АПВ с одного конца линии иногда выполняется с контролем наличия напряжения на линии. Включение линии при успешном НАПВ сопровождается сравнительно большими токами тока и активной мощностью, а также более или менее длительными качаниями.

АПВ с улавливанием синхронизма (АПВУС) применяют на одиночных транзитных линиях, а также на транзитных линиях, имеющих шунтирующие связи недостаточной пропускной способности, если применение НАПВ или БАПВ невозможно. Устройство АПВУС улавливает сложение частот несинхронно работающих частот или фиксирует, что разность частот не приняла допустимое значение. Устройство посылает командный импульс на повторное включение выключателя при достижении определенной разности частот, причем так, чтобы включение происходило при малых углах между векторами напряжений ($50 \dots 70^\circ$). Устройство АПВУС допускает в принципе возможность осуществления повторного включения при разности частот до $3 \dots 4\%$ ($1,5 \dots 2,0$ Гц). Конкретные требования к данному устройству зависят от условий работы энергосистем. Поскольку включение происходит при небольших углах между векторами напряжений, АПВУС не сопровождается сколько-нибудь значительными толчками тока и асинхронным режимом.

Пуск устройства АПВ осуществляется:

- в результате несоответствия положения неоперативно отключившегося выключателя и зафиксированного ранее его включенного положения. В качестве фиксирующего устройства может быть использован ключ управления с соответствующим образом подобранными вспомогательными контактами или двухпозиционное реле;

- от релейной защиты. Этот способ менее универсален, более сложен и применяется реже, например в схемах АПВ шин напряжением $6 \dots 35$ кВ.

Для выполнения наиболее распространенного и системных электроснабжения однократного АПВ используют комплектыные реле повторного включения. Минимальное время срабатывания устройства АПВ составляет обычно $0,5 \dots 0,7$ с. Время готовности исходит из опыта эксплуатации должно составлять не менее $20 \dots 25$ с.

В конкретных условиях могут применяться различные устройства АПВ, выбор наиболее рационального варианта является задачей инженерного проектирования. Преимущество должно быть отведено устройствам, обеспечивающим наибольшую надежность действия, простоту исполнения и эксплуатации. Работу устройств АПВ следует упрощать в работе устройств РЗ, устанавливаемых на объектах. В частности, при наличии (и наличии) дифференциальной защиты или следует рассмотреть вопрос о направлении АПВ или с предварительным их опробованием напряжением от одной какой-либо линии электропередачи и последующим автоматическим восстановлением конфигурации сети при возникновении аварии.

10.3. Ускорение действия релейной защиты при АПВ

Повторное включение при наличии устойчивого КЗ на линии, не имеющей быстродействующей защиты, существенно утяжеляет послеаварийный режим энергосистемы, увеличивает размеры повреждения оборудования и ущерб потребителю по сравнению со случаями АПВ на линиях, оснащенных быстродействующими защитами. Поэтому получило широкое распространение ускорение действия защиты при АПВ. При этом по условиям повышения надежности ускорение защиты, имеющих выдержки времени, осуществляется и на тех линиях, для которых в качестве основных используются быстродействующие защиты.

В настоящее время применяются два основных вида ускорения действия устройств релейной защиты: после АПВ и до АПВ.

Обязательным условием для АПВ почти всех типов является ускорение действия релейной защиты после АПВ. Ускорение действия защиты может выполняться двумя основными способами. У защиты с независимой характеристикой предусматриваются две выдержки времени: одна работает во всех режимах и согласована с выдержками времени смежных защит (селективная), вторая, меньшая, чем первая, вводится в действие на небольшое время при работе АПВ. Так, например, ускоряются вторые ступени дистанционных и токовых защит. Основным требованием к ускорению действия защиты является охват ею всей линии с необходимой чувствительностью. Выдержка времени этих защит обычно принимается около $0,3 \dots 0,5$ с для обеспечения селективности со смежными вышестоящими защитами.

На рис. 10.1, а показана схема максимальной токовой защиты, ускоряемой после АПВ за счет использования промежуточных контактов K_{T1} реле времени K_T .

Цель ускорения нормально разомкнута контактами промежуточного реле ускорения K_L , которое срабатывает перед повторным включением выключателя и, имея замедление на возврат, держит свои контакты замкнутыми в течение $0,7 \dots 1,0$ с. Поэтому если повторное включение происходит при наличии устойчивого КЗ, то защита второй раз действует без выдержки времени по цепи ускорения через контакт реле K_L , в качестве которого обычно используется реле РП-252.

Для запуска реле ускорения K_L используются контакты K_{QT} реле положения «Отключено» выключателя. Реле K_L срабатывает после отключения выключателя селективной защитой, замыкает своими контактами K_L цепь ускорения. При наличии команды на включение реле K_{QT} возвращается в исходное положение без связи, а с замедлением $0,7 \dots 1,0$ с, поэтому «прямые» напряжения с

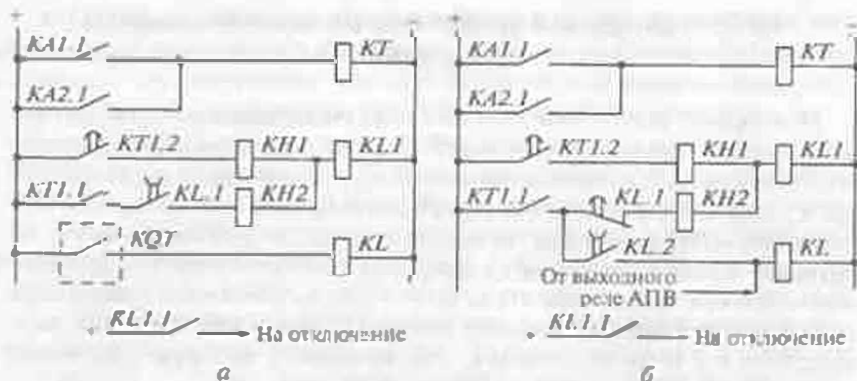


Рис. 10.1. Схемы ускорения защиты в цикле АПВ:
а — после АПВ; б — до АПВ

обмотки реле ускорения KL снимается через время, достаточное для срабатывания защиты по цепи ускорения в цикле неуспешного АПВ. Для ускорения защиты в рассмотренном случае могут быть непосредственно использованы контакты реле положения KQT . При этом специальное реле KL не устанавливается, а в качестве реле KQT применяется реле РП-252, имеющее замедление на возврат.

Ускорение защиты до АПВ уменьшает размеры повреждений, влияние КЗ на остальных потребителей при успешном АПВ и в то же время обеспечивает селективную ликвидацию повреждений.

Цепи ускорения защиты до АПВ выполняются аналогично цепям ускорения после АПВ. Пуск реле KL для ускорения защиты до АПВ осуществляется при срабатывании выходного реле АПВ (рис. 10.1, б). У реле KL при этом используются размыкающие контакты. В схеме, показанной на рис. 10.1, б, цепь ускорения будет замкнута до АПВ и разомкнется при действии АПВ на включение выключателя. Реле KL при этом будет удерживаться в сработавшем положении до тех пор, пока не отключится участок, где произошло КЗ, и не разомкнутся контакты реле защиты.

10.4. Принцип действия и схемы АПВ линий

Принципиальная схема устройства электрического однократного АПВ линии с автоматическим возвратом приведена на рис. 10.2. На промышленных предприятиях в устройствах АПВ применяют комплектные реле типа РПВ. В описываемой схеме в состав этого реле входят: реле времени KT с добавочным резисто-

ром $R1$, обеспечивающим термическую стойкость реле KT ; промежуточное реле $K1$ с последовательной ПС и параллельной ПП обмотками; конденсатор C , обеспечивающий однократность действия устройства АПВ; зарядный $R2$ и разрядный $R3$ резисторы. В комплект АПВ входят также пусковое промежуточное реле $KL1$ с последовательно включенным резистором $R4$, указательное реле KH , накладка SX для включения и отключения АПВ.

Управление выключателем $Q1$ производится ключом SA , у которого предусмотрено фиксация положения последней операции. Поэтому после операции включения ключ SA остается в положении «Включено» $B2$, а после операции отключения — в положении «Отключено» $O2$.

Когда выключатель $Q1$ включен, ключ SA находится в положении $B2$ и к конденсатору C подводится «плюс» оперативного напряжения от контакта 4 и «минус» от контакта 3 ключа SA через резистор $R2$. При этом конденсатор C заряжен и вся схема АПВ находится в состоянии готовности к действию. Пуск устройства АПВ происходит при отключении выключателя $Q1$ в результате возникновения несоответствия между положением ключа SA , которое не изменилось, и положением выключателя $Q1$, который теперь отключен. Несовпадение характеризуется тем, что через

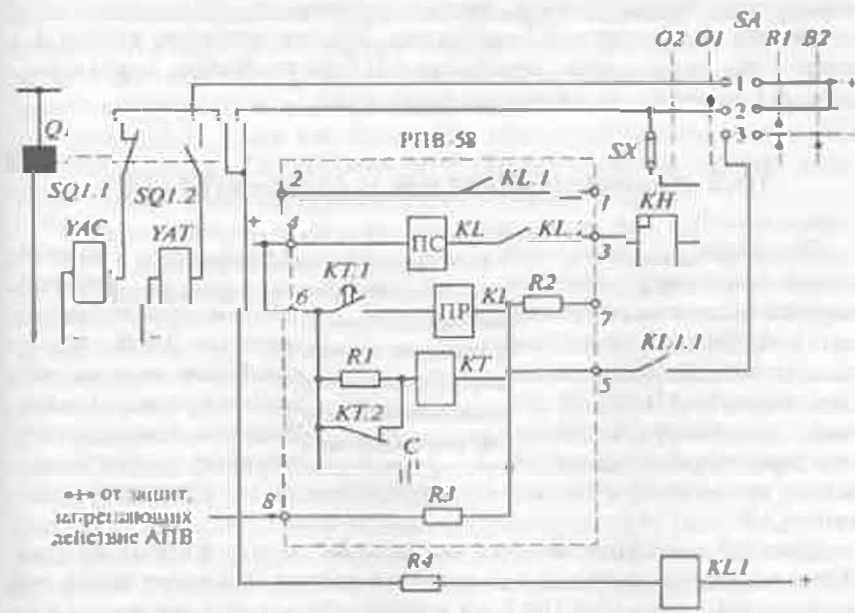


Рис. 10.2. Принципиальная схема устройства электрического однократного АПВ линии с автоматическим возвратом

контакт 3 ключа управления SA в схему устройства АПВ по-прежнему подается «минус», а вспомогательные контакты SQ1.1 выключателя Q1 при его отключенном положении замыкают цепь обмотки реле KL1 через обмотку контактора включения YAC. Благодаря резистору R4 контактор YAC не срабатывает, а срабатывает реле KL1, которое подает «минус» на реле KT и тем самым запускает устройство АПВ. При срабатывании реле KT замыкаются его замыкающие контакты KT.2 и в цепь обмотки KT вводится резистор R1. С выдержкой времени замыкаются замыкающие контакты KT.1, подключая параллельную обмотку ПР реле KL к конденсатору С. Реле KL срабатывает от тока разряда конденсатора С и, самоудерживаясь через контакты KL.2 («минус» от обмотки YAC), подает импульс на включение выключателя Q1. Выключатель Q1 включается, размыкает свои вспомогательные контакты SQ1.1, в результате чего реле KL1, KL, KT возвращаются в исходное положение.

Если повреждение на линии было неустойчивым, то она остается в работе. Время заряда конденсатора С составляет 20...25 с, т.е. через это время схема АПВ будет автоматически подготовлена к новому действию. В случае устойчивого повреждения на линии выключатель Q1 отключится защитой, сработают реле KI.1 и KT, а реле KL не сработает, так как конденсатор С не успеет зарядиться. Таким образом, схема обеспечивает однократное действие при устойчивом КЗ на линии. При отключении линии защитой, когда действие устройства АПВ не требуется, через резистор R3 происходит разряд конденсатора С.

10.5. Принцип действия и схемы АПВ шин

На сборных шинах могут иметь место неустойчивые повреждения (например, проходящее КЗ, которое самоинтермитируется, если сначала с шин снять напряжение, а затем на них снова подать). АПВ шин принципиально не отличается от АПВ линии, однако некоторые особенности имеются. Особенно высока эффективность АПВ шин для подстанций, расположенных в районах, где атмосфера сильно загрязнена выбросами промышленных предприятий химической и металлургической промышленности, вследствие чего часты повреждения из-за перекрытия изоляции.

Хотя КЗ на шинах по сравнению с КЗ на воздушных линиях очень редки, последствием их является потеря большого числа потребителей, поэтому АПВ шин можно считать обязательным почти во всех случаях. Различают два типа АПВ шин: АПВ шин напряжением 35...220 кВ, имеющих специальную защиту (как при-

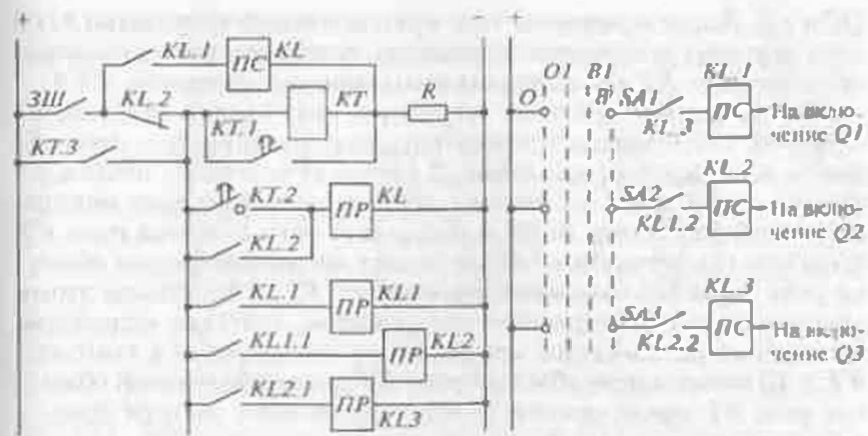


Рис. 10.3. Принципиальная схема устройства АПВ шин

вилу дифференциальную или дистанционную), и АПВ шин напряжением 6...35 кВ, не имеющих специальной защиты.

Принципиальная схема устройства АПВ шин приведена на рис. 10.3. Устройство состоит из общих для всех присоединений (присоединениями могут быть, например, питающие линии) реле времени KT и двухобмоточного промежуточного реле KL. Кроме того, для каждого присоединения, включаемого при АПВ шин, предусматривают индивидуальные двухобмоточные промежуточные реле KL1, KL2 и т.д. Эти реле имеют последовательную ПС и параллельную ПР обмотки и срабатывают в том случае, если только одна обмотка находится под напряжением.

Пуск устройства АПВ шин осуществляется при действии защиты шин (контакты 3Ш замыкаются). При этом срабатывает и самоудерживается реле KT. В момент замыкания проскальзывающих контактов KT.2 реле KT (время действия которого должно превышать время возврата защиты шин после отключения повреждения) срабатывает и самоудерживается реле KL. При этом размыкаются его размыкающие контакты KL.2 и цепи пуска реле KT при действии защиты шин, замыкаются его замыкающие контакты KL.1 в цепи обмотки ПС реле KL (эта цепь шунтирует обмотку реле KT), а также замыкаются его контакты в цепях обмоток ПР и ПС (цепь включения выключателя Q1) реле KL1. Однако реле KL1 не срабатывает, так как его обмотки включены встречно. Реле KL1 сработает после включения выключателя Q1, когда цепь включения Q1 (на рис. 10.3 не показана) будет разомкнута его вспомогательными контактами. Затем замкнется цепь параллельной обмотки реле KL2, цепь включения выключателя

Q2 и т.д. После включения всех присоединений устройство АПВ шин вернется в исходное положение благодаря шунтированию обмотки реле *KT* его упорным замыкающим контактом *KT.1*.

Рассмотренное действие устройства имеет место при успешном АПВ выключателя первого присоединения, т.е. при устойчивом повреждении на шинах. В случае устойчивого повреждения на шинах после включения первого присоединения повторно действует защита шин, и в результате чего обмотка реле *KT* шунтируется цепью, в которую входят последовательная обмотка реле *KL* и его замыкающий контакт *KL.1*. Благодаря этому обеспечивается немедленное прекращение действия устройства вследствие размыкания мгновенного замыкающего контакта *KT.3*. Шунтирование обмотки реле *KT* последовательной обмоткой реле *KL* продолжается до момента возврата защиты шин.

10.6. Принцип действия и схемы АПВ двигателей

АПВ электродвигателей применяется в установках напряжением до 1 кВ и выше, когда для обеспечения самозапуска наиболее ответственных электродвигателей придется отключать кроме неответственных и часть ответственных электродвигателей.

Принципиальная схема устройства АПВ электродвигателей напряжением 6 или 10 кВ приведена на рис. 10.4. Пуск устройства АПВ осуществляется защитой минимального напряжения, которая отключает часть электродвигателей. При этом срабатывает и самоудерживается промежуточное реле *KL.1*. После восстановления напряжения срабатывает реле напряжения *KV*, ус-



Рис. 10.4. Принципиальная схема устройства АПВ электродвигателей напряжением 6 или 10 кВ

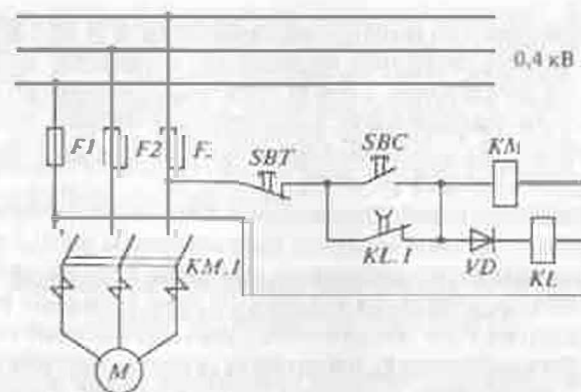


Рис. 10.5. Принципиальная схема устройства АПВ электродвигателей напряжением 0,4 кВ

танка которого $U_{ср} = (0,8 \dots 0,9) U_{ном}$. Контакты *KT.1* реле *KV* замыкают цепь обмотки реле *KT*. После замыкания проскальзывающего контакта *KT.2* срабатывает промежуточное реле *KL.2*, подавая импульс на включение электродвигателей, отключившихся под действием защиты минимального напряжения. Реле *KL.2* имеет небольшое замедление на возврат (0,1...0,2 с) для обеспечения надежного включения выключателей двигателей. Возврат схемы в исходное положение осуществляется после замыкания упорного замыкающего контакта *KT.1*.

Когда к шинам подстанции наряду с асинхронными электродвигателями подключены синхронные, пуск устройства АПВ осуществляется не от реле напряжения, а от реле частоты. В некоторых случаях пуск устройства АПВ двигателей осуществляют без проверки напряжения на шинах подстанции по истечении определенного времени после отключения двигателей. Выдержка времени зависит от времени самозапуска неотключившихся двигателей. Устройство АПВ в этом случае срабатывает только при наличии несоответствия между положением ключа управления и положением выключателя электродвигателя.

Принципиальная схема устройства АПВ электродвигателей напряжением до 1 кВ приведена на рис. 10.5. Она обеспечивает возможность АПВ при восстановлении напряжения и течение 1...5 с после нарушения питания. Схема предусматривает включение параллельно обмотке контактора или магнитного пускателя обмотки промежуточного реле *KL* с задержкой на возврат, контакты которого шунтируют кнопку *SBC* «Пуск».

При исчезновении напряжения в сети контакты реле *KL* в течение заданного времени остаются замкнутыми, что обеспечива-

ет АПВ контактора или магнитного пускателя *КМ* при восстановлении напряжения, если оно происходит в течение времени задержки *KL* на отпусkanie. При подаче оперативной команды на отключение электродвигателя кнопкой *SBT* «Стоп» время удержания кнопки во включенном положении должно превышать время задержки возврата реле *KL*.

Принципиальная схема управления контактором или магнитным пускателем электродвигателя напряжением до 0,4 кВ, обеспечивающая его АПВ, приведена на рис. 10.6. При подаче команды на пуск электродвигателя ключом *SA1* срабатывает реле *KL1*, имеющее задержку на отпусkanie. Замыкание его контактов *KL1.1* обеспечивает подачу питания на обмотку контактора *КМ*. Предельный срабатывающий, включает контактом *КМ.3* электродвигатель, становится на самоудерживание благодаря замыканию контакта *КМ.1* и обеспечивает нахождение под током обмотки реле *KL1* в результате замыкания контакта *КМ.2*.

При исчезновении напряжения в силовой цепи электродвигателя контактор *КМ* отключается, реле *KL1* обесточивается (размыкается контакт *КМ.2*), но его контакты *KL1.1* и *KL1.2* продолжают оставаться замкнутыми заданное время, обеспечивая тем самым возможность АПВ электродвигателя, если в течение этого времени восстановится напряжение.

Исчезновение напряжения в цепи оперативного тока на работе электродвигателя не сказывается, так как при этом контактор

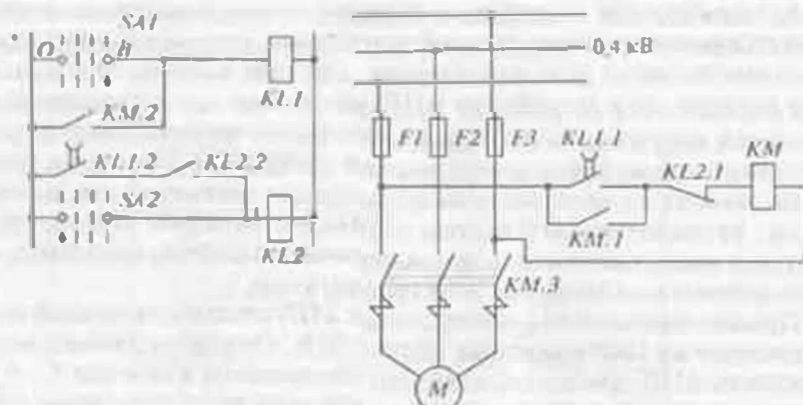


Рис. 10.6. Принципиальная схема управления контактором или магнитным пускателем электродвигателя напряжением до 0,4 кВ, обеспечивающая его АПВ.

KL1, KL2 — промежуточные реле соответственно включения и отключения двигателя; *SA1, SA2* — кнопки управления.

продолжает самоудерживаться (замкнут контакт *КМ.1*). При оперативном отключении электродвигателя кнопкой *SA2* срабатывает реле *KL2*, которое размыкает цепь обмотки контактора *КМ* и самоудерживается в цепи оперативного тока до момента возврата реле *KL1* (размыкания контакта *KL1.2*). Благодаря этому определенной длительности подачи команды на останов электродвигателя не требуется.

10.7. Выбор уставок однократных АПВ для линий с односторонним питанием

Для обеспечения правильной работы АПВ на время задержки времени на повторное включение выключателя и время автоматического возврата схема АПВ в исходное положение выбираются по определенным условиям.

Выдержки времени АПВ на повторное включение выключателя определяется двумя условиями.

1. Повторное включение отключившегося выключателя становится возможным после того, как привод установится в положение готовности для включения. Для этого необходимо определенное время, различное для выключателей разных типов. Следовательно, выдержка времени АПВ на повторное включение должна быть больше времени готовности привода, т. е.

$$t_{АПВ} \geq t_{г} + t_{з} \quad (10.1)$$

где $t_{г}$ — время готовности привода, которое может изменяться для принципов разных типов в пределах 0,2 ... 1,0 с; $t_{з}$ — время запыа, учитывающее неостоянство времени $t_{г}$ и погрешность реле времени устройства АПВ (принимается ршшмам 0,3 ... 0,5 с).

2. Для успешного повторного включения необходимо, чтобы за время от момента отключения линии до момента повторного включения и подачи напряжения не только погасла электрическая дуга в месте КЗ, но и восстановились изоляционные свойства воздуха. Следовательно, выдержка времени АПВ на повторное включение должна быть больше времени деионизации, т. е.

$$t_{АПВ} \geq t_{д} + t_{з} \quad (10.2)$$

где $t_{д}$ — время деионизации, составляющее 0,1 ... 0,3 с.

Второе условие, как правило, обеспечивается тем, что время включения выключателя больше времени, необходимого для деионизации.

При выборе уставок АПВ принимается большее из значений $t_{АПВ}$, полученных по формулам (10.1) и (10.2).

В некоторых случаях выдержки времени принимаются большими, чем определенные по формулам (10.1) и (10.2), — около 2...3 с. Это бывает целесообразно для повышения успешности действия АПВ на линиях, где наиболее часты повреждения вследствие набросов на провода, падений деревьев и касаний проводов передвижными механизмами.

Время автоматического возврата АПВ в исходное положение выбирается из условия обеспечения однократности действия. Для этого при повторном включении в случае наличия устойчивого КЗ возврат АПВ в исходное положение должен происходить только после того, как выключатель, повторно включенный от АПВ, вновь отключится релейной защитой, имеющей наибольшую выдержку времени.

В рассмотренных ранее схемах АПВ с использованием комплектных устройств типа РПВ-58 время возврата схемы в исходное положение должно удовлетворять следующему неравенству:

$$t_{АПВ2} \geq t_{заш} + t_{отк} + t_{заш} \quad (10.3)$$

где $t_{заш}$ — наибольшая выдержка времени защиты; $t_{отк}$ — время отключения выключателя.

Обычно время заряда конденсатора устройства РПВ-58 составляет 20...25 с, поэтому, как правило, неравенство (10.3) соблюдается.

В схемах АПВ, возврат которых в исходное положение производит реле времени, запускаемое в момент отключения выключателя, выдержка времени автоматического возврата определяется выражением

$$t_{АПВ2} = t_{АПВ1} + t_{вкл} + t_{заш} + t_{отк} + t_{заш}$$

где $t_{АПВ1}$ определяется на основании формул (10.1), (10.2); $t_{вкл}$ — наибольшее время включения выключателя.

10.8. Назначение устройств АВР и основные требования, предъявляемые к ним

Одним из основных требований, предъявляемых потребителями электрической энергии, является требование надежности электроснабжения. Подключение потребителей к одному источнику питания через однопроводную линию этой надежности не обеспечивает. В случае выхода из строя генератора или линии электроснабжения прекращается, что приводит к нарушению нормального режима работы потребителей и сопровождается большим материальным ущербом.

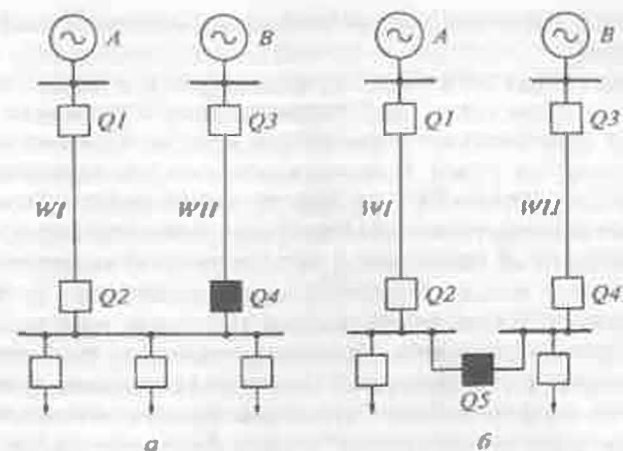


Рис. 10.7. Схемы (а, б) резервирования линий

Надежность питания может быть повышена за счет резервирования как источника питания, так и линии. Схемы резервирования показаны на рис. 10.7. В схеме на рис. 10.7, а питание потребителей в нормальном режиме осуществляется от генератора А через линию $W1$, которая является рабочей. Линия WII является резервной: она находится под напряжением (выключатель $Q3$ включен), но ток по ней не проходит (выключатель $Q4$ отключен). При выходе из строя рабочей линии питание потребителей переключится на резервную. Для этого поврежденная рабочая линия отключается, а выключатель $Q4$ на резервной линии включается. Перерыв в питании получается незначительным, вполне допустимым для многих потребителей.

В рассмотренной схеме резерв рабочей линии представлен в явном виде: в нормальном режиме резервная линия не работает. В схеме на рис. 10.7, б резервирование выполнено в неявном виде. Здесь обе линии являются рабочими. В нормальном режиме выключатель $Q5$ отключен, так как каждая линия обеспечивает питание потребителей, подключенных к соответствующей секции.

При коротком замыкании на одной линии, например первой, она отключается. После этого включается выключатель $Q5$, установленный на переключке между секциями. В результате такого переключения потребители левой секции начинают получать питание по второй линии. Для того чтобы оставшаяся в работе вторая линия могла дополнительно обеспечить питание потребителей левой секции, она должна быть рассчитана на суммарную нагрузку потребителей обеих секций. В таком случае она недогружена при отключенном выключателе $Q5$, т. е. содержит в

себе скрытый (неявный) резерв, который и используется в аварийном режиме.

В обеих схемах потребители, питающиеся в нормальном режиме от источника А, в аварийном режиме подключаются к источнику В. Для этого источник В должен быть рассчитан на дополнительную нагрузку. В нормальном режиме источник В уже несет определенную нагрузку, так что имеющийся у него резерв для покрытия дополнительной нагрузки является скрытым.

Из приведенных схем видно, что повышение надежности здесь обеспечивается только за счет явного или неявного резерва.

Эффективность введения резерва тем выше, чем меньше перерыв в питании с момента отключения рабочего элемента до момента включения резервного. Быстрое включение резервного элемента возможно только с помощью средств автоматики. Устройства, которые осуществляют такое включение, называются устройствами автоматического включения резерва (АВР). В современных энергосистемах устройства АВР получили широкое распространение. В большинстве случаев они действуют успешно, обеспечивая бесперебойное электроснабжение потребителей.

Для большинства электрических сетей характерна раздельная работа линий и трансформаторов. В данном случае шины подстанции разделены на две секции, каждая из которых получает питание по самостоятельной линии. Устройство АВР выключают при этом на секционном выключателе. При выходе из строя линии или трансформатора устройство АВР восстанавливает питание технологического оборудования, значительно сокращая его простои. Устройства АВР позволяют упростить и удешевить схемы электроснабжения объектов предприятия.

Устройство АВР состоит из пускового органа и узла автоматического включения.

Автоматическое включение резервного питания или оборудования предусматривают во всех случаях, когда перерыв в электроснабжении вызывает ущерб, значительно превышающий стоимость установки устройства АВР. Устройства АВР применяют для оборудования, которое в нормальном режиме работает, но используется неполностью. Например, наибольшее значение КПД трансформатор имеет при нагрузке, составляющей 60–80% номинальной. При таком значении нагрузки в случае отключения одного рабочего источника второй под действием устройства АВР принимает на себя всю нагрузку и, перегружившись (в допустимых пределах), обеспечивает бесперебойное электроснабжение установки.

Автоматическое включение резервного питания и оборудования линий, силовых трансформаторов, генераторов, электродви-

гателей, электрического освещения, как правило, происходит после их отключения любыми видами защиты, а также при ошибочных действиях обслуживающего персонала или самопроизвольном отключении выключателей.

Устройства АВР должны удовлетворять следующим основным требованиям:

- возможность действия устройств АВР должна быть обеспечена при исчезновении напряжения на шинах питаемого элемента, вызванном любой причиной, в том числе КЗ на этих шинах (последнее — при отсутствии АПВ шин);

- при отключении выключателя рабочего источника питания устройства АВР должно включить без дополнительной выдержки времени выключатель резервного источника питания. При этом должна обеспечиваться однократность действия устройства;

- для обеспечения действия АВР при обесточивании питаемого элемента в связи с исчезновением напряжения со стороны питания от рабочего источника и при отключении выключателя с приемной стороны (например, для случая, когда защита рабочего элемента действует только на отключение выключателей со стороны питания) в схеме АВР необходимо предусмотреть пусковой орган напряжения (ПОН). При исчезновении напряжения на питаемом элементе и при наличии напряжения со стороны питания от резервного источника ПОН должен действовать с выдержкой времени на отключение выключателя рабочего источника питания с приемной стороны. ПОН АВР не предусматривают, если рабочий и резервный элементы имеют один источник питания;

- элемент минимального напряжения ПОН АВР, реагирующий на исчезновение напряжения рабочего источника, должен быть отстроен по снижению напряжения при самозалуске электродвигателей и при удельных КЗ. Напряжение срабатывания элемента контроля напряжения на шинах резервного источника ПОН АВР должно выбираться по возможности исходя из условия самозалуска электродвигателей. Время действия ПОН АВР должно быть больше времени отключения участков с внутренними КЗ, при которых снижение напряжения вызывает срабатывание элемента минимального напряжения ПОН и, как правило, больше времени действия АПВ со стороны питания;

элемент минимального напряжения ПОН АВР должен быть выполнен так, чтобы исключалась его ложная работа при перегорании одного из предохранителей трансформатора напряжения со стороны обмотки высшего или низшего напряжения. В случае защиты обмотки НН автоматическим выключателем при отключении последнего действие ПОН должно блокироваться;

- при выполнении устройства АВР необходимо учитывать перегрузку резервного источника питания, возможность самозалус-

ка электродвигателей и, если имеет место чрезмерная перегрузка или не обеспечивается самозапуск, выполнять разгрузку при действии АВР (например, отключение неответственных, а в некоторых случаях — и части ответственных электродвигателей; для последних рекомендуется применение АПВ);

- устройства АВР не должны действовать на включение потребителей, отключенных устройствами АЧР. Для этого должны применяться специальные меры (например, блокировка по частоте).

Устройства АВР устанавливают на подстанциях (ПС) и распределительных пунктах (РП), для которых предусмотрены два источника питания, работающих раздельно в нормальном режиме. Необязательным с точки зрения экономии аппаратуры считается выполнять АВР на ПС и РП в тех случаях, когда от их шин получают питание только электроприемники II и III категорий по надежности электроснабжения. Назначением устройства АВР является осуществление возможно быстрого, обеспечивающего минимальные нарушения и потери в технологическом процессе автоматического переключения на резервное питание потребителей, обесточенных в результате повреждения или самопроизвольного отключения рабочего источника электроснабжения. Включение резервного источника питания на поврежденную секцию сборных шин КРУ, как правило, не допускается во избежание увеличения объема разрушений, вызванных КЗ, и аварийного снижения напряжения потребителей, электрически связанных с резервным источником. Действие устройства АВР не должно приводить к недопустимой перегрузке резервного источника как в последующем установившемся режиме, так и в процессе самозапуска потерявших питание электродвигателей потребителей.

Схемы устройства АВР должны:

- обеспечивать как можно более раннее выявление отказа рабочего источника питания;
- действовать согласованно с другими устройствами автоматики (АПВ, АЧР) для сведения к минимуму нарушений технологического процесса;
- не допускать, как правило, включение резервного источника при наличии КЗ;
- исключать недопустимое несинхронное включение потерявших питание синхронных электродвигателей на питание от резервного источника;
- не допускать подключения потребителей к резервному источнику, напряжение на котором понижено.

Для выключателей напряжением свыше 1 кВ, включаемых устройством АВР, должна иметься возможность контроля исправности цепи включения.

Для выполнения устройств АВР выбирают различные пусковые органы: реле минимального напряжения, реле частоты, комбинированные реле и др.

10.9. Принцип действия и схемы АВР на секционном выключателе

Устройства АВР выполняют на оперативном переменном или постоянном токе. Источниками оперативного переменного тока служат ТН, установленные на рабочем или резервном вводе либо на шинах подстанции в зависимости от схемы устройства АВР. Эффективность действия АВР в системах электроснабжения составляет 90...95%. Далее рассмотрены наиболее типичные схемы устройств АВР.

На рис. 10.8 приведена принципиальная схема устройства АВР на секционном выключателе, оборудованном пружинным приводом. Эти схемы находят применение в системах электроснабжения действующих промышленных предприятий.

В исходном положении выключателя $Q1$ и $Q3$ включены, $Q2$ отключен, ключ управления SA находится в положении АВР, реле минимального напряжения $KV1.1...KV4$ и блокировочное реле KB включены. Пружина, связанная с контактами S привода выключателя $Q2$, заведена, контакты конечного выключателя SQ разомкнуты.

При исчезновении напряжения на первой секции шин реле $KV1, KV2$ теряют питание, их размыкающие контакты $KV1, KV2.1$ замыкаются и обеспечивают подачу питания на катушку реле времени $KT1$, которое, сработав, создает цепь питания промежуточного реле $KL1$. Реле $KL1$ срабатывает и, воздействуя на катушку отключения $Y171$ привода выключателя $Q1$, отключает $Q1$. Замкнувшиеся вспомогательные контакты $SQ1.3$ обеспечивают подачу питания на катушку включения $YAC2$ привода выключателя $Q2$. Пружина освобождается и включает секционный выключатель $Q2$. Восстанавливается питание потребителей электроэнергии, присоединенных к первой секции шин.

После включения выключателя $Q2$ для подготовки его к новому действию необходимо с помощью двигателя M изъять пружину. Освобожденная пружина в конце своего хода замыкает контакты SQ , двигатель M получает питание, натягивает пружину, а контакты SQ размыкаются.

Однократность действия устройства АВР обеспечивается с помощью реле KB . При отключении выключателя $Q1$ или $Q3$ реле KB теряет питание, его замыкающие контакты $KB.1$ с выдержкой времени на размыкание в цепи катушки $YAC2$ размыкаются и

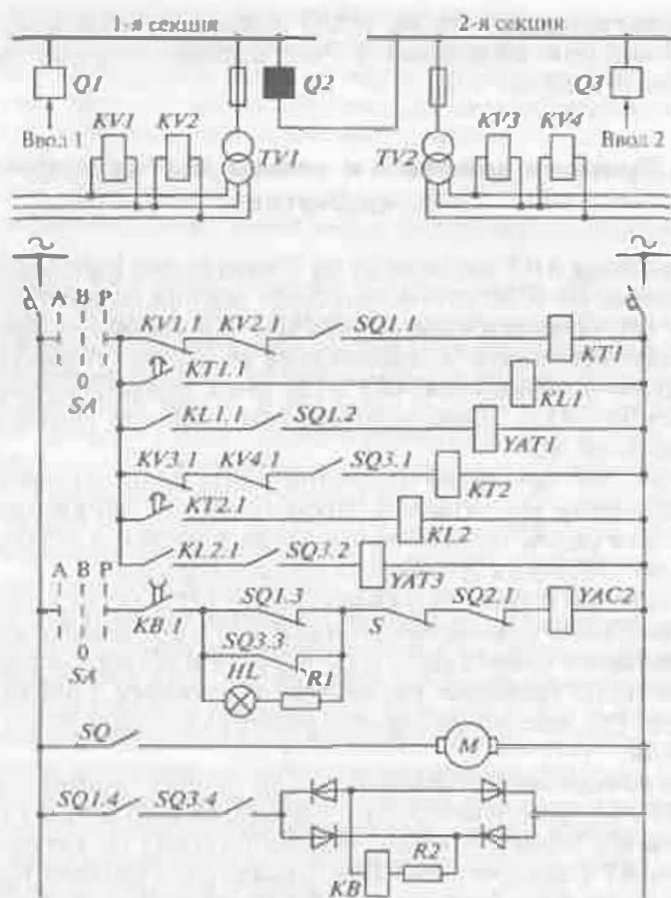


Рис. 10.8. Принципиальная схема устройства АВР на секционном выключателе, оборудованном пружинным приводом:
 III — лампы готовности устройств АВР, TV1, TV2 — трансформаторы тока напряжения, S — контакты замкнутые цепи пружинного привода

YAC2 теряет питание. Выдержку времени выбирают такой, чтобы обеспечить только одно включение выключателя Q2.
 При исчезновении напряжения на 2-й секции шин, данная схема работает аналогично.
 Если действие устройства АВР оказывается неуспешным при устойчивом КЗ на первой секции шин, то выключатель Q2 отключается под действием своей защиты и эта секция шин выводится в ремонт.
 В случае использования электромагнитного привода вместо пружинного в схему на рис. 10.8 следует внести следующие изме-

нения: убрать цепь с двигателем M и конечным выключателем SQ (вторая цепь снизу), и в третьей цепи снизу убрать контакт S пружины.

10.10. Принцип действия и схема АВР линий

Принципиальная схема устройства АВР линий приведена на рис. 10.9. В исходном положении выключатели Q1, Q2 и Q3 включены, Q4 отключен, промежуточное реле KL1 (реле однократного включения) получает питание (замыкающие вспомогательные контакты SQ2.1 замкнуты, так как выключатель Q2 включен).

При КЗ на рабочей линии W1, которое сопровождается резким увеличением тока и снижением напряжения на этой линии, срабатывают реле минимального напряжения KV1, KV2, замыкая свои размыкающие контакты KV1.1, KV2.1 в цепи катушки реле времени KT. При наличии напряжения на резервной линии W2 реле KT срабатывает и, приводя в действие промежуточное реле KL, обеспечивает подачу питания на катушку отключения YAT1 привода выключателя Q2. Выключатель Q2 отключается, реле KL1 теряет питание. Вспомогательные контакты SQ2.2 в цепи катушки включения YAC4 привода выключателя Q4 замыкаются, образуя цепь включения выключателя Q4.

Выдержка времени реле KL1 должна обеспечивать надежное включение выключателя Q4. Эта выдержка определяется выражением:

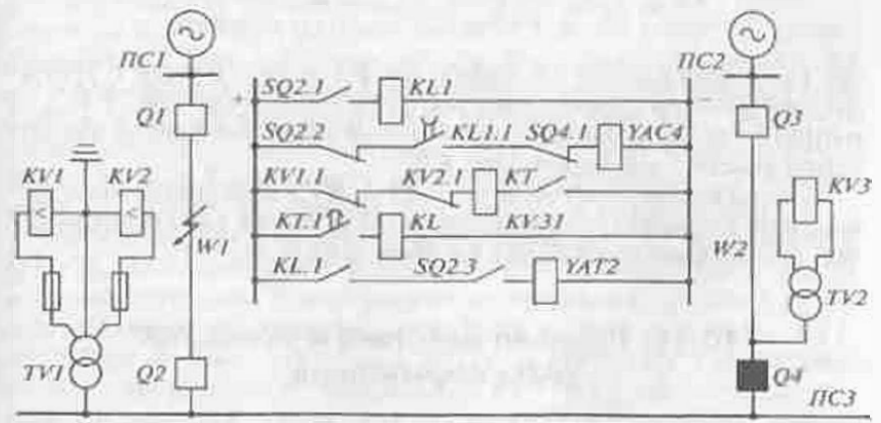


Рис. 10.9. Принципиальная схема устройства АВР линий

$$t_{KL1} = t_{на} + \Delta t.$$

где $t_{на}$ — полное время включения выключателя $Q4$ с учетом времени действия привода; Δt — запас надежности по времени.

Выдержка времени реле времени KT

$$t_{KT} = t_{1,1D} + \Delta t.$$

где $t_{1,1D}$ — наибольшая выдержка времени защиты присоединений, отходящих от шин $ПС3$.

Реле напряжения $KV3$ контролирует наличие напряжения в линии $W2$. При отсутствии этого напряжения замыкающие контакты $KV3.1$ разомкнуты и устройству АВР не действует. Реле $KV3$ не должно размыкать свои замыкающие контакты при минимальном рабочем напряжении $U_{рм,пн}$ в линии $W2$ и должно замыкать свои замыкающие контакты при восстановлении напряжения после отключения участка сети, где произошло КЗ:

$$U_{рм,пн} \leq \frac{k_n}{k_n k_{ТН}} U_{рм,пн}$$

где k_n , k_m , $k_{ТН}$ — коэффициенты соответственно возврата, надежности и трансформации ТН.

Реле минимального напряжения $KV1$ и $KV2$ не должны приводить в действие устройство АВР при КЗ на других линиях, отходящих от шин $ПС3$, и при самозапуске двигателей после отключения участка, где произошло КЗ. Напряжение срабатывания реле $KV1$ и $KV2$ выбирают исходя из следующих условий:

$$U_{ср, KV1, KV2} \leq \frac{U_{ср}}{k_n k_{ТН}}; U_{ср, KV1, KV2} \leq \frac{U_{ср}}{k_n k_{ТН}}.$$

где $U_{ср}$ — напряжение на шинах при КЗ за реакторами и трансформаторами из присоединения, отходящих от шин $ПС3$; $U_{ср}$ — напряжение на шинах при самозапуске двигателей после отключения участка, где произошло КЗ.

Размыкающие контакты реле $KV1$, $KV2$ соединены последовательно для исключения ложного отключения выключателя $Q2$ при неисправностях в цепях питания этих реле.

10.11. Принцип действия и схема АВР трансформаторов

Принципиальная схема устройства АВР трансформатора приведена на рис. 10.10. В исходном положении выключатели $Q1$, $Q2$,

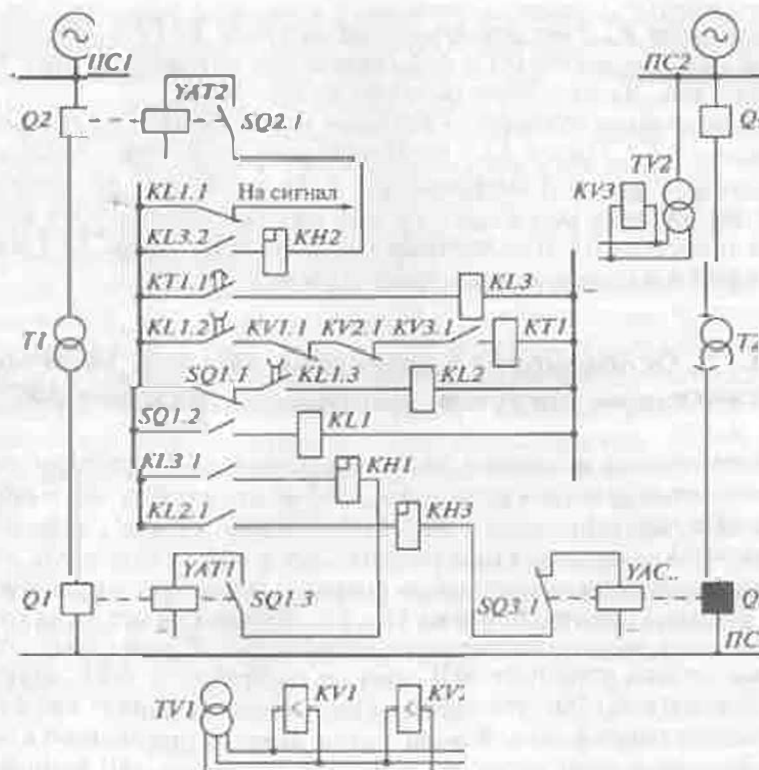


Рис. 10.10. Принципиальная схема устройства АВР трансформатора

$Q4$ включены, $Q3$ отключен, промежуточное реле $KL1$ (реле однократного действия) получает питание. При КЗ в рабочем трансформаторе $T1$ под действием защиты отключаются выключатели $Q1$ и $Q2$. При отключении $Q1$ его вспомогательные замыкающие контакты $SQ1.2$ размыкают цепь катушки реле $KL1$. Размыкающие вспомогательные контакты $SQ1.1$ подают «плюс» напряжения на реле $KL2$, которое включает выключатель $Q3$, воздействуя на катушку включения $YAC3$ привода выключателя $Q3$.

Если шины $ПС1$ останутся без напряжения, то выключатели $Q1$ и $Q2$ не отключатся и устройство АВР не действует. Чтобы оно подействовало, предусмотрен специальный пусковой орган минимального напряжения, состоящий из реле $KV1$, $KV2$, $KT1$, $KL3$. При исчезновении напряжения на шинах $ПС1$ срабатывают реле минимального напряжения $KV1$, $KV2$, обеспечивая подачу питания на катушку реле времени $KT1$. Реле $KT1$ срабатывает с выдержкой времени и, воздействуя с помощью промежу-

точного реле $KL3$ на отключающие катушки $YAT1$ и $YAT2$ приводов выключателей $Q1$ и $Q2$, производит отключение этих выключателей. Далее схема работает аналогично.

По истечении выдержки времени размыкаются замыкающие контакты $KL1.3$ реле $KL1$ и катушка реле $KL2$ теряет питание.

Если резервный трансформатор $T2$ был включен устройством АВР при наличии устойчивого КЗ, то он отключится своей защитой и повторного его включения не производит (реле $KL1$ обеспечивает однократность действия устройства АВР).

10.12. Особенности выполнения АВР при наличии синхронной нагрузки. Быстродействующие АВР

При наличии в системе электроснабжения синхронных двигателей время действия устройства АВР может затянуться. Например, при потере питания одной секцией шин (шины секционированы выключателем) присоединенные к ней синхронные двигатели, продолжая вращаться по инерции, переходят в генераторный режим и некоторое время (3...8 с) поддерживают на данной секции шин достаточно высокое напряжение. В этом случае пусковые органы устройств АВР сразу не сработают и АВР затянется. Значительно быстрее в описанном случае на шинах снижается частота напряжения. В связи с этим широко применяют схему *комбинированного пуска* (по частоте и напряжению) устройств АВР. Факт прекращения электроснабжения такой схемой устанавливается через 0,3...0,5 с.

Еще более высокую чувствительность к потере питания имеют устройства, основанные на сравнении фаз векторов напряжений двух секций шин. В этом случае фиксация прекращения питания осуществляется за 0,2...0,3 с. Перецепными считаются устройства синхронного шиффазного АВР.

Успешность работы АВР определяется тем, как быстро после восстановления питания от резервного источника будут достигнуты нормальные параметры производственного процесса. Скорость достижения этих параметров зависит от времени, на которое прекращается электроснабжение, а также от того, происходит или нет после данного перерыва самозапуск двигателей, если таковые имеются.

Самозапуск двигателей определяют следующие основные факторы: нагрузка двигателей, характер приводных или механизмов (т. е. зависимость момента сопротивления механизма от частоты вращения), механические постоянные двигателей и агрегатов, формы асинхронных механических характеристик двигателей, положение роторов двигателей в момент подачи напряжения, типы

возбудительных устройств и характер устройств гашения поля, характер зависимости потребляемой мощности от напряжения на зажимах прочей (недвигательной) нагрузки, уставки по контролируемым параметрам релейной защиты и др.

АВР двигателей применяют для ответственных потребителей I категории, перерыв в электроснабжении которых является недопустимым. АВР двигателей происходит не только при отключении двигателя рабочего агрегата, но и при изменении технологических параметров агрегата.

Для повышения надежности электроснабжения синхронных двигателей напряжением 6 или 10 кВ и обеспечения их устойчивости при кратковременных нарушениях электроснабжения разработан комплекс устройств быстродействующего АВР (БАВР). Комплекс устройств БАВР включает в себя быстродействующие вакуумные выключатели с электродинамическим устройством управления приводом и быстродействующее пусковое устройство АВР (ПУ АВР), размещаемые в шкафах КРУ и комплектного сборного оборудования (КСО) распределительного устройства напряжением 6 или 10 кВ. Опыт работы комплексов устройств БАВР показал, что суммарное время переключения аварийной секции на резервную составляет от 0,12 до 0,16 с при всех видах нарушения электроснабжения на подстанциях с двигательной нагрузкой.

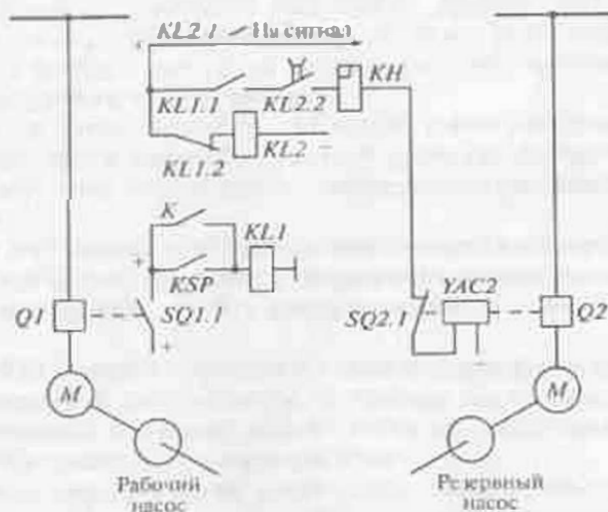


Рис. 10.11. Принципиальная схема АВР двигателя напряжением 6 или 10 кВ

Принципиальная схема АВР двигателя приведена на рис. 10.11. Она приходит в действие при отключении выключателя $Q1$ рабочего насоса средствами защиты: при неисправности рабочего колеса насоса замыкаются контакты K ; при изменении технологической режима насоса, например при понижении давления, замыкаются контакты реле давления KSP . В обоих случаях получает питание катушка реле $KL1$. При этом замыкаются контакты $KL1.1$, благодаря чему подается импульс на включение выключателя $Q2$ резервного насоса, и размыкаются контакты $KL1.2$, что обесточивает катушку реле $KL2$. Это реле обеспечивает однократность действия устройства АВР в данной схеме.

Контрольные вопросы

1. С какой целью применяются устройства АПВ?
2. Что такое успешные и неуспешные АПВ?
3. Для чего используют ускорение защиты до и после АПВ?
4. Как классифицируют устройства АПВ по способу воздействия на привод выключателя?
5. Перечислите основные требования к устройствам АВР.
6. Что является пусковым органом устройства АВР?
7. Чем обеспечивается однократность действия устройств АВР?
8. Каковы особенности выполнения устройств АВР при наличии синхронных двигателей?

Глава 11

АВТОМАТИЧЕСКАЯ ЧАСТОТНАЯ РАЗГРУЗКА И ЧАСТОТНОЕ АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОВТОРНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ

11.1. Назначение АЧР и основные требования, предъявляемые к устройствам АЧР

Частота энергосистемы является одним из основных показателей качества электроэнергии. Допустимые отклонения частоты 50 Гц в нормальных режимах нормированы ГОСТ 13109—97 и составляют $\pm 0,2$ Гц. Все генераторы, трансформаторы, электродвигатели и другое оборудование переменного тока энергосистем проектируют и изготавливают на режим работы, соответствующий номинальной частоте 50 Гц.

Небольшое снижение частоты (на несколько десятых герца) не является опасным для энергосистемы, хотя и влечет за собой ухудшение экономических показателей. Однако снижение частоты более чем на 1...2 Гц представляет серьезную опасность и может привести к полному нарушению работы энергосистемы. Если не предпринять срочных мер, то может произойти лавинообразный процесс снижения частоты («лавины частоты») с полным расстройством всей системы.

Процесс снижения частоты вызывает также уменьшение выработки реактивной мощности и в то же время увеличение ее потребления нагрузкой, что приводит к снижению напряжения в энергосистеме.

Если регуляторы возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов не смогут удерживать напряжение, то при некотором значении частоты (43...45 Гц) может возникнуть «лавины напряжения».

Явления «лавины частоты» и «лавины напряжения» протекают в энергосистеме очень быстро (в течение нескольких секунд) и могут привести к полному сбросу нагрузки и остановке всех или части электрооборудования энергосистемы.

Когда в энергосистеме сохраняется баланс между генерируемой и потребляемой мощностями, значение частоты соответствует номинальному, равному 50 Гц. Всякое нарушение баланса мощностей вызывает отклонение частоты, в частности при по-

явлении дефицита активной мощности частота в энергосистеме уменьшается.

Таким образом, установившийся режим энергосистемы характеризуется балансом мощностей: суммарная мощность генерации равна нагрузке энергосистемы с учетом потерь в сети $P_g = P_n$. В нормальном режиме этот баланс сохраняется при номинальной частоте 50 Гц. При нарушении баланса мощностей происходит изменение частоты системы. Если $P_g < P_n$, то частота уменьшается, а если $P_g > P_n$, то частота увеличивается. Нарушение баланса мощностей может происходить как за счет изменения нагрузки системы, так и за счет изменения генерируемой мощности.

Поскольку длительная работа с пониженной частотой недопустима и восстановление частоты не может быть обеспечено за счет нормальных средств регулирования частоты, приходится прибегать к аварийным мероприятиям — автоматическому выводу резервных агрегатов и автоматической аварийной разгрузке по частоте.

Автоматическая частотная разгрузка (АЧР) является вынужденной мерой, заключающейся в отключении ряда потребителей в целях поддержания частоты энергосистемы, близкой к номинальной.

Существует определенная очередность выполнения указанных аварийных мероприятий. В первую очередь осуществляется автоматический вывод резервных агрегатов. Если этого оказывается недостаточно и частота системы продолжает снижаться, то прибегают к крайней мере — разгрузке энергосистемы по частоте.

К устройствам АЧР предъявляются следующие основные требования:

- мощность, отключаемая устройствами АЧР, должна быть достаточной для ликвидации максимального реально возможного дефицита мощности. Для этого при анализе схем и режимов работы энергосистемы необходимо установить наиболее тяжелые по величине дефицита мощности аварийные ситуации;

- устройства АЧР не должны допускать снижения частоты до уровня менее 45 Гц, время работы с частотой ниже 47 Гц не должно превышать 20 с, а с частотой ниже 48,5 Гц — 60 с;

- устройства АЧР должны размещаться таким образом, чтобы обеспечить ликвидацию любого дефицита мощности независимо от места возникновения и характера развития аварии (местные и общесистемные дефициты мощности, каскадное развитие аварии и т.д.);

- устройства АЧР должны обеспечивать отключение нагрузки в минимальном объеме в соответствии с величиной возникшего

дефицита мощности, т.е. АЧР должна обладать свойством самонастройки по объему нагрузки;

- для минимизации ущерба при действии АЧР потребители должны подключаться к устройствам АЧР с учетом их ответственности. По мере возрастания ответственных потребителей их следует присоединять к более уменьшенным по вероятности срабатывания очередям АЧР;

- устройства АЧР должны обеспечивать увеличение частоты до значений, при которых энергосистема может длительно работать нормально (как правило, до 49,0...49,5 Гц);

- устройства АЧР не должны ложно срабатывать в процессах, отличных от переходных процессов в энергосистеме при дефиците мощности, но также сопровождающихся изменением частоты (при синхронных качаниях, в асинхронных режимах, после действия выброса активной мощности при КЗ и др.).

Основная задача АЧР — не только предотвратить «падение частоты» и опускание частоты ниже соответствующего уровня в время больше допустимого, но и обеспечить подъем частоты до уровня, позволившего автоматически быстро восстановить нормальную работу энергосистемы и потребителей.

11.2. Принцип выполнения АЧР

Как уже отмечалось, разгрузка энергосистемы по частоте является аварийным мероприятием. Она должна применяться лишь тогда, когда все внутренние резервы системы использованы, а частота продолжает снижаться. Следовательно, нельзя сразу же прибегать к разгрузке энергосистемы, как только частота становится ниже номинальной.

Считается, что пока частота находится на уровне 49 Гц и выше, прибегать к отключению потребителей не надо.

Начальное значение частоты разгрузки принимают равной 48,0 Гц.

Разгрузка подразделяется на первую (АЧР I) и вторую (АЧР II) категории.

Первая категория предназначена для приостановки снижения частоты и имеет уставки по частоте в пределах 48,5...46,5 Гц. В указанном диапазоне частот назначается большое число очередей АЧР. Примерное их число может быть равно 20. В этом случае между смежными очередями $\Delta f = 0,1$ Гц и вследствие погрешности реле частоты возможно неселективное срабатывание очередей.

Для очередей, отстоящих друг от друга на $\Delta f = 0,2...0,3$ Гц и более, селективность срабатывания соблюдается.

К очередям с уставками, близкими к верхнему пределу (48,5 Гц), присоединяют малоответственных потребителей. Ответственные потребители отключаются при больших просадках частоты. Суммарная мощность потребителей, присоединяемых к устройствам АЧР1, определяется по максимально возможному дефициту мощности, взятому с некоторым запасом. В качестве расчетного значения мощности может быть принята мощность наиболее крупного генератора, целой станции или дефицит мощности, обусловленный отключением линии связи с энергообъединением. В первом приближении можно ориентироваться на 25...30% от мощности выделяемого района (энергосистема). Неточное определение возможного дефицита (в первую очередь, в сторону его увеличения) не оказывает принципиального влияния на действие АЧР1.

Назначенная мощность разгрузки распределяется поровну между очередями АЧР1. Например, при 20 очередях и суммарной мощности АЧР1 в 30% $P_{\text{ном}}$ к каждой очереди присоединяются потребители с мощностью, равной 1,5% $P_{\text{ном}}$. Таким образом, при этом способе разгрузка энергосистемы производится небольшими порциями — 1,5% и менее. Для устранения ложной работы реле частоты в переходном режиме назначается небольшая выдержка времени (0,1...0,2 с).

Вторая категория разгрузки (АЧР11) с единой уставкой по частоте 48,5 Гц для всех ее очередей и различными уставками по времени предназначена для «вытягивания» частоты после действия АЧР1 до уровня 49,5...50,0 Гц. Минимальная уставка по времени АЧР11 выбирается равной 10 с. Таким образом, АЧР11 начинает действовать тогда, когда все очереди АЧР1 практически уже сработали. Мощность потребителей, присоединяемых к устройствам АЧР11, ориентировочно назначается по условию $\Delta P_{11} = 0,4\Delta P_1$, где ΔP — дефицит активной мощности. Число очередей АЧР11 также выбирается большим; например, от 10 до 20 с задержкой по времени между смежными очередями в $\Delta t = 2...3$ с. Следовательно, и АЧР11 производит разгрузку мелкими порциями.

Таким образом, АЧР1 — это быстродействующая разгрузка, имеющая различные уставки очередей по частоте и предназначенная для предотвращения опускания частоты ниже предельно допустимой; АЧР11 — разгрузка, предназначенная для подъема частоты после действия АЧР1, предотвращения «зависания» частоты на недопустимом уровне, а также для ее снижения при сравнительно медленном аварийном увеличении дефицита активной мощности. Запуск очередей АЧР11 осуществляется по частоте, причем верхний уровень уставок немного выше уставки срабатывания первой очереди АЧР1, а срабатывание очередей АЧР11

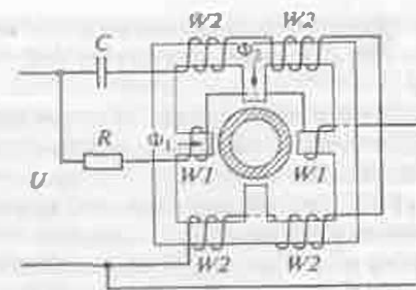


Рис. 11.1. Схема реле ИВЧ-011

производится с различными выдержками времени, возрастающими по мере увеличения номера очереди.

Существует также дополнительная разгрузка (спецочередь), действующая при больших местных дефицитах мощности (45% и более) и предназначенная для предотвращения глубокого снижения частоты (ниже 45 Гц), когда не удается реализовать оперативные ограничения и отключения потребителей, а также для разгрузки межсистемных связей при возникновении дефицита мощности. Спецочередь действует без выдержки времени.

В устройствах АЧР используется реле частоты ИВЧ-011, выполненное на индукционном принципе и реагирующее на отклонение частоты сети. Схема реле показана на рис. 11.1. На статоре реле имеется несколько катушек. Они составляют две обмотки $W1$ и $W2$, которые создают два магнитных потока, сдвинутых в пространстве. С обмоткой $W1$ последовательно включен резистор R , а с обмоткой $W2$ — конденсатор C . Напряжение сети подводится к обеим обмоткам реле.

Вращающий момент, действующий на ротор индукционного реле, определяется по формуле

$$M_{\text{вр}} = k\Phi_1\Phi_2\sin\psi,$$

где Φ_1 , Φ_2 — сдвинутые в пространстве потоки; ψ — угол сдвига потоков во времени.

Магнитные потоки Φ_1 и Φ_2 создаются токами I_1 и I_2 , которые протекают по обмоткам соответственно $W1$ и $W2$. Сдвиг этих токов, а следовательно, и потоков Φ_1 и Φ_2 определяется сопротивлением резистора R , числом витков обмоток $W1$ и $W2$, емкостью конденсатора C и частотой сети:

$$\operatorname{tg}\varphi_1 = \left(\omega L_1 - \frac{1}{\omega C} \right) / R_1; \quad \operatorname{tg}\varphi_2 = \omega L_2 / R_2.$$

где ωL_1 , ωL_2 — индуктивные сопротивления обмоток W_1 и W_2 ; R_1 , R_2 — активные сопротивления обмоток W_1 (включая сопротивление R) и W_2 .

Параметры обмоток выбраны так, что при номинальной частоте токи I_1 и I_2 сдвинуты на одинаковые углы, т.е. $\varphi_1 = \varphi_2$. В этом случае $\psi = 0$ и вращающий момент отсутствует.

При отклонении частоты от номинальной $\varphi_1 \neq \varphi_2$, $\psi \neq 0$. В этом случае в реле возникает вращающий момент.

Дополнительно на ротор реле действует момент пружины $M_{пр}$, удерживающий ротор в среднем положении, при котором контакты реле разомкнуты. Когда $M_{рп} > M_{пр}$ ротор реле поворачивается и контакты замыкаются. То значение частоты, при котором ротор начинает поворачиваться и происходит замыкание контактов, называется *частотой срабатывания реле*. За счет изменения параметров C - или R -цепочки можно изменять уставку реле. Практически это удобно делать за счет изменения сопротивления R .

На индукционном принципе можно создать реле, реагирующее как на повышение, так и на понижение частоты. Реле ИВЧ-01 выполнено для фиксации снижения частоты сети.

Потоки Φ_1 и Φ_2 зависят от напряжения сети. Это приводит к зависимости уставки реле от напряжения сети, что является недостатком реле, выполненного на индукционном принципе.

11.3. Назначение ЧАПВ и основные требования, предъявляемые к устройствам ЧАПВ

В соответствии с ПУЭ система автоматического ограничения снижения частоты кроме автоматического частотного ввода резерва (АЧВР), АЧР, дополнительной разгрузки должна осуществлять включение питания отключенных потребителей при восстановлении частоты, т.е. частотное АПВ (ЧАПВ).

В первую очередь, должен использоваться АЧВР. Устройства АЧР устанавливаются на подстанциях энергосистемы или у потребителей (под контролем энергосистемы). Ответственных потребителей подключают к более дальним по вероятности срабатывания очередям. Устройства дополнительной разгрузки применяются в тех случаях, когда имеют место большие местные дефициты мощности, а действие устройств АЧР оказывается недостаточно эффективным.

Устройства ЧАПВ используются для уменьшения перерывов питания отключенных потребителей в условиях восстановления частоты. При размещении устройств и распределении нагрузки по очередям ЧАПВ учитывают степень ответственности потреби-

телей. Очередность включения нагрузки при ЧАПВ должна быть обратной по сравнению с принятой для АЧР.

Устройства АЧР сначала следует размещать на ПС и РП, от шин напряжением 6...35 кВ которых непосредственно получают питание электроприемники, подлежащие отключению при действии АЧР, затем — на ГПП и далее в направлении источников электроснабжения. Как правило, должно быть исключено отключение от установленного на подстанции энергосистемы устройства АЧР шин напряжением 35...220 кВ, питающих узел нагрузки, в котором имеются электроприемники, не допускающие длительного перерыва электроснабжения. На каждом крупном электроприемнике, мощность которого превышает мощность одной очереди АЧР, предусматривается, если отключение электроприемника АЧР может быть допущено по условиям технологии, индивидуальное основное устройство АЧР, а для предотвращения неселективного отключения более ответственных потребителей при его отказе — еще и дублирующее устройство АЧР.

Отдельные устройства АЧР следует, как правило, предусматривать:

- для каждого из распределительных устройств (РУ) напряжением свыше 1 кВ;

- для потребителей, подключенных к одному из нескольких независимых источников электроснабжения, таких, что возникши в системе одного источника аварийный дефицит активной мощности не затрагивает систему другого источника и, следовательно, не вызывает в ней снижения частоты;

- для групп потребителей, подключенных к независимым источникам электроснабжения, в случаях, когда в составе указанных групп имеются синхронные электродвигатели.

Например, если на каждом РП и на каждой секции КРУ ГПП есть потребители, подлежащие отключению при АЧР, но хотя бы на двух из секций РП имеются синхронные электродвигатели, необходимо предусмотреть устройство АЧР для каждой из секций всех РУ, электрически связанных между собой в нормальном режиме работы. Во всех остальных случаях в целях экономии числа аппаратов и сокращения затрат на обслуживание следует устанавливать одно устройство АЧР на подстанцию или РП.

Заданный энергоснабжающей организацией объем АЧР должен быть обеспечен, в первую очередь, за счет отключения электроприемников, допускающих перерыв электроснабжения на относительно длительный период без значительного экономического ущерба для технологического режима. К ним относятся все электроприемники III категории по надежности электроснабжения и та часть электроприемников II категории, обесточение которых не ведет к невосполнимому недоотпуску продукции, про-

стоям механизмов и промышленного транспорта. Другие электроприемники II категории целесообразно подключать к очередям АЧР II, имеющим большие уставки по времени.

К устройствам АЧР, как правило, не подключаются:

- электроприемники I категории по надежности электроснабжения. В случае крайней необходимости, обусловленной назначенным объемом АЧР, допускается по согласованию с энергоснабжающей организацией подключение к более далеким по вероятности срабатывания очередям АЧР II также отдельных электроприемников I категории, отключение которых не приведет к нарушению функционирования ответственных, особо важных технологических линий, не будет угрожать жизни людей, не вызовет пожаров, взрывов, повреждений дорогостоящего оборудования;

- трансформаторы, питающие цепи собственных нужд подстанций и РП, сети освещения и электроприемники механизмов, обеспечивающих безопасность обслуживаемого персонала и безаварийное состояние оборудования;

- линии (в том числе и вводы в РУ), питающие секции шин напряжением 6...35 кВ, если электроприемники, подключенные к этим секциям, распределены по разным очередям АЧР, или не все электроприемники и потребители электроэнергии, получающие питание от данных секций шин, подлежат отключению при АЧР, или к данной секции в ремонтном режиме может быть подключена другая секция с частичной несотклучаемым действием устройств АЧР электроприемниками и потребителями электроэнергии;

- линии и трансформаторы, питающие потребителей электроэнергии, среди которых имеется хотя бы один электроприемник I категории.

Действие устройства АЧР и его взаимодействие с другими видами сетевой автоматики (АВР, АПВ) и со схемами управления коммутационными аппаратами должно быть организовано так, чтобы полностью исключалась возможность восстановления питания электроприемника, отключенного при АЧР от источников электроэнергии с ликвидированным дефицитом активной мощности. С этой целью могут быть использованы запрет АПВ или блокировка цепи пуска АПВ (в зависимости от того, предусмотрено ли ЧАПВ), блокировка цепи ручного или автоматического включения электроприемника после действия устройства АЧР, подключение к одной и той же очереди АЧР рабочей и резервной линии, блокировка действия устройства АЧР на стороне напряжения 0,40...0,66 кВ и др.

Ручное включение эксплуатационным персоналом электроприемников, отключенных устройством АЧР, до ликвидации де-

фицита активной мощности и ручное переключение их на оставшиеся в работе источники питания должны категорически запрещаться эксплуатационными инструкциями.

Работа устройств АЧР в паузах, вызванных действием устройств АВР или АПВ за счет фиксации снижения частоты при сохранении напряжения из-за несотклученных асинхронных электродвигателей и компенсаторов, как правило, должна быть исключена. В указанных режимах допускается отключение от устройств АЧР только тех электродвигателей, которые так или иначе должны быть отключены соответствующими устройствами (например, защитой минимального напряжения) по условиям АВР и АПВ.

Мощность источников оперативного тока на ЛС и РП должна быть достаточной для обеспечения одновременного отключения выключателей электроприемников, подключенных к устройствам АЧР I и одной очереди АЧР II.

Автоматическое повторное включение приемников и потребителей электроэнергии, отключенных при АЧР, может осуществляться только с разрешения энергоснабжающей организации в тех случаях, когда время восстановления питания действием оперативного персонала или средствами диспетчерского управления недопустимо велико с точки зрения потерь производства. ЧАПВ разрешено на тех присоединениях, внезапное включение которых не может вызвать непредвиденных последствий и опасности для эксплуатационного персонала, самой электроустановки и связанных с ней механизмов. К таким присоединениям относятся линии к электроприемникам, включение которых не требует подготовки технологических схем либо полностью автоматизировано, в том числе и предварительная подготовка соответствующих технологических агрегатов. Выключатели должны включаться устройством ЧАПВ поочередно, с интервалом не менее 1 с, во избежание перегрузки источников оперативного тока и наложения переходных процессов в системе электроснабжения, возникающих из-за включения нагрузки. С учетом того, что режим дефицита активной мощности, как правило, связан с ограниченными возможностями энергосистемы в обеспечении потребителей реактивной мощностью, ЧАПВ целесообразно осуществлять с контролем нормального уровня напряжения на шинах, к которым подключаются группы электроприемников.

Общим измерительным органом в центральном блоке электромеханических устройств АЧР или ЧАПВ служит полупроводниковое реле понижения частоты типа РЧ-1, способное правильно работать в условиях сопровождающего дефицита активной мощности снижения напряжения, а именно при $U \geq 0,2 U_{ном}$. Ди-

зiation уставок срабатывания реле составляет 45...50 Гц, а уставок возврата — 46...51 Гц. Реле имеет встроенный элемент выдержки времени срабатывания со ступенчатой регулировкой (0,15; 0,3; 0,5 с).

Время возврата реле не превышает 0,15 с.

Реле срабатывает сначала при уставке определенной очереди АЧР, после чего перестраивается на уставку возврата, соответствующую частоте сети, при которой разрешается подключение потребителей и электроприемников, отключенных при АЧР. Реле подключается к ТН той секции шин, для которой предусмотрен данный блок устройств АЧР. При отключении этого ТН (например, для проведения ремонтно-восстановительных работ) реле времени присоединяется к ТН другой секции.

Действие АЧР согласовывают с работой устройств АПВ и АВР. Так, когда АЧР применяют на подстанциях без постоянного дежурного персонала, на которых отсутствует телеуправление, используют АПВ потребителей при восстановлении частоты (ЧАПВ).

Частотные АПВ предусматривают также в сетях, где возможно кратковременное снижение частоты при КЗ.

Мощность, отключаемую устройствами АЧР, определяют с учетом того, что в общем случае мощность, потребляемая нагрузкой, зависит от частоты и снижается вместе с ней. Это явление называют *регулирующим эффектом нагрузки*. Оно характеризуется коэффициентом

$$K_{p, \text{э.н}} = \Delta P_n / \Delta f,$$

где ΔP_n — изменение снижения суммарной нагрузки, %; Δf — снижение частоты, % ($K_{p, \text{э.н}} = 1,5 \dots 2,0$).

На основании приведенной формулы можно определить мощность $P_{\text{отк}}$, отключаемую для восстановления частоты при ее снижении от $f_{\text{ном}} - 10 f < f_{\text{ном}}$:

$$P_{\text{отк}} = (50 - f) K_{p, \text{э.н}} P_{\text{исх}} / 50,$$

где $P_{\text{исх}}$ — мощность нагрузки системы электроснабжения при $f_{\text{ном}} = 50$ Гц.

Устройства ЧАПВ используют для уменьшения перерыва питания отключенных потребителей в условиях восстановления частоты. При размещении устройств и распределении нагрузки по очередям ЧАПВ учитывают степень ответственности потребителей, вероятность их отключения действием АЧР, сложность и длительность неавтоматического восстановления электропитания.

11.4. Схемы АЧР и ЧАПВ

Схемы частотной разгрузки довольно просты. Их основу составляют реле частоты, фиксирующие снижение частоты, реле времени и промежуточные реле. На рис. 11.2 показана схема АЧР, обеспечивающая отключение одной очереди потребителей с запретом действия АПВ.

Реле частоты KF имеет заданную уставку. При снижении частоты до значения этой уставки реле KF срабатывает и замыкает цепь питания катушки реле времени KT . С выдержкой времени через контакты промежуточного реле KL подается сигнал на отключение потребителей. Одновременно реле KL обеспечивает подачу сигнала, запрещающего АПВ.

Если на подстанции имеются потребители разных категорий, отключение которых должно осуществляться при разных уставках по частоте, то необходимо иметь несколько схем АЧР, идентичных показанной на рис. 11.2.

На рис. 11.3 представлена схема АЧР с двумя очередями, в которой для экономии аппаратуры используется одно реле частоты, перенастраиваемое на разные частоты. Сначала реле частоты KF настроено на более высокую уставку по частоте. При срабатывании этого реле получает питание катушка реле времени KT . Его мгновенные контакты $KT.1$, размыкаясь, снимают питание с промежуточного реле $KL.1$, которое возвращается с замедлением и через 0,5 с замыкает цепь катушки реле $KL.2$. Реле $KL.2$ производит отключение потребителей первой очереди. Оно же своими контактами $KL.2.3$ обеспечивает перенастройку реле KF на более низкую уставку по частоте. После перенастройки реле KF возвращается в исходное положение. При дальнейшем снижении частоты реле KF опять срабатывает, снова обеспечивает подачу питания на катушку реле KT , которое замыкает с выдержкой времени свои контакты $KT.2$ в цепи включения реле $KL.3$. Последнее производит отключение потребителей второй очереди.

Рассмотренный принцип изменения уставки реле частоты может быть использован и для большого числа очередей.

На рис. 11.4 приведена принципиальная схема одной очереди АЧР с ЧАПВ. Сработавшее реле частоты KF при заданном снижении частоты обеспечивает пуск реле времени $KT.1$. Это реле своим замыкающим кон-

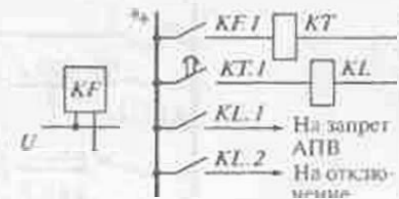


Рис. 11.2. Схемы АЧР с запретом действия АПВ



Рис. 11.3. Схема АЧР с двумя очередями

Тактом $KT1.1$ запускает промежуточное реле $KL1$. Контакты $KL1.1$ этого реле обеспечивают отключение потребителей, контакты $KL1.2$ используются для запуска реле $KL2$ (оно самоудерживается благодаря замыканию контактов $KL2.2$). Контакты $KL1.3$ входят в цепи реле времени $KT2$, контакты $KL1.4$ (на рис. 11.4 не показаны) обеспечивают изменение уставки реле KF (повышают ее). Обычно реле KF перенастраивают на уставку 49,5...50,0 Гц. Следовательно, пока частота не восстановится до указанного уровня, реле KF будет держать свои контакты $KF.1$ замкнутыми.

При восстановлении частоты реле KF , $KT1$, $KL1$ возвращаются в исходное положение. Возврат реле $KL1$ с замыканием его кон-

тактов $KL1.3$ обеспечивает пуск реле $KT2$. Замыкающиеся с выдержкой времени проскальзывающие контакты $KT2.1$ обеспечивают питание катушки реле $KL3$, которое производит повторное включение потребителей. Реле $KL3$ самоудерживается благодаря замыканию контактов $KL3.2$. Упорные контакты $KT2.2$ с выдержкой времени, большей на 1...2 с, чем у контактов $KT2.1$, возвращают схему в исходное положение, шунтируя обмотку реле $KL2$.

Используя накладки $SX1$ и $SX2$, схему можно настроить только на АЧР или на АЧР и ЧАПВ.

Контрольные вопросы

1. Чем опасен дефицит активной и реактивной мощностей?
2. Что такое АЧР?
3. Как устроено реле ИВЧ-011?
4. В чем суть ЧАПВ?
5. Какие приемники не подключаются к устройствам АЧР?
6. Какое явление называют регулирующим эффектом нагрузки?

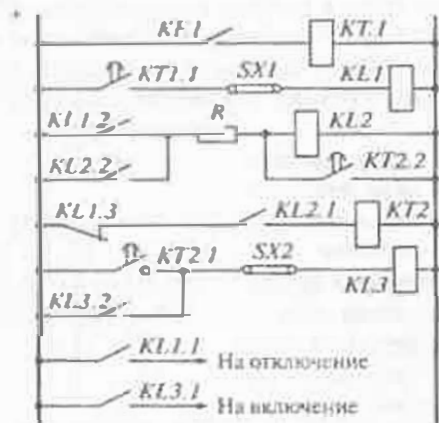


Рис. 11.4. Принципиальная схема одной очереди АЧР с ЧАПВ

УСТРОЙСТВА РЕЗЕРВИРОВАНИЯ ПРИ ОТКАЗАХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

12.1. Назначение и способы резервирования

Опыт эксплуатации электроэнергетических систем показывает, что имеют место случаи отказов в действии РЗ и выключателей. С этими отказами необходимо считаться, так как любое неустранимое КЗ может привести в конечном счете к выходу из строя не только конкретного электрооборудования, но и подстанции в целом.

Применяются два способа резервирования:

- дальнее, осуществляемое РЗ и выключателями смежных участков, установленными на соседних энергообъектах;
- ближнее, осуществляемое РЗ и выключателями, установленными на той же подстанции, на которой расположен отказавший элемент (выключатель или РЗ).

Принцип дальнего резервирования при отказе в работе выключателя или РЗ поясняет рис. 12.1. В зону действия РЗ смежного участка входит не только свой, но и следующий за ним участок. При отказе РЗ участка *B* или выключателя *Q_B* следующего участка РЗ смежного участка *A* приходит в действие и отключает участок, где произошло КЗ, своим выключателем *Q_A*.

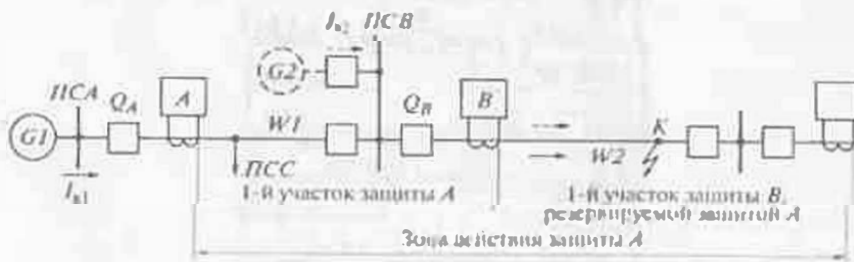


Рис. 12.1. Схема, поясняющая принцип дальнего резервирования при отказах в работе выключателей или РЗ с помощью защиты последующего участка цепи

Если линия защищается дифференциальной или высокочастотной РЗ, то в качестве резервной используется дополнительная (резервная) РЗ, которая может действовать при КЗ на следующем участке. Эта же резервная РЗ действует при отказе основной РЗ своего участка.

Обычно в качестве резервных РЗ используются МТЗ нулевой последовательности для отключения участков, где произошло КЗ на землю, и МТЗ или дифференциальная защита для отключения участков с междуфазным КЗ.

Главным преимуществом дальнего резервирования является его высокая надежность, связанная с тем, что резервируемые (*B*) и резервирующие (*A*) РЗ и выключатели находятся на разных подстанциях и вероятность того, что неисправности на резервируемой подстанции могут повлиять на работу резервирующих устройств, практически равна нулю.

В сложных сетях с протяженными и сильно загруженными линиями при наличии параллельных ветвей и мощных подстанток (например, от источника $G2$ на рис. 12.1) резервные РЗ (*A* на рис. 12.1) оказываются недостаточно чувствительными даже если это МТЗ нулевой последовательности или дифференциальная защита. Кроме того, на линиях с ответвлениями при дальнем резервировании подстанции, подключенные к этим линиям, теряют питание. Этот недостаток ограничивает применение дальнего резервирования.

Другим недостатком дальнего резервирования является большее время действия резервной защиты, определяемое условиями селективности. В некоторых случаях время отключения участка, где произошло КЗ, может достигать нескольких секунд.

Ближнее резервирование реализуется разными средствами при отказе РЗ или выключателя. В этом случае основные и резервные РЗ, установленные на каждой линии, взаимно резервируют друг друга. Основным условием, позволяющим повысить надежность ближнего резервирования, является независимость основных и резервных РЗ, установленных на одной линии (или одном присоединении). Для этого они должны иметь независимые друг от друга измерительные и оперативные цепи, а также независимые источники питания. Кроме того, желательно, чтобы они имели разные принципы действия, регистрировали на разные электрические величины.

Выполнение указанных условий исключает возможность одновременного отказа обеих РЗ из-за одной общей причины. Для реализации этих условий основную и резервную РЗ подключают к разным ТТ или разным вторичным обмоткам одного и того же ТТ, используют для ТН, две аккумуляторные батареи и т.п.

Одним из возможных видов аварий в энергосистеме является отказ силового выключателя, т.е. его неспособность разомкнуть свои контакты при КЗ по сигналу отключения, подаваемому защитой. Так может произойти вследствие неисправности электрической части управления выключателя или из-за механических неисправностей. В данном случае ток КЗ будет протекать после команды отключения. Изолировать место КЗ от источников питания при этом можно лишь с помощью других выключателей близлежащих объектов, которые должны быть отключены как можно быстрее. Команда на отключение других выключателей формируется устройством резервирования при отказах выключателя (УРОВ), входящим в комплект защиты поврежденного выключателя.

УРОВ относится к системе ближнего резервирования. Они запускаются РЗ отказавшего выключателя и действуют на отключение всех выключателей данной подстанции (электростанции), через которые ток КЗ подходит к месту повреждения — элементу с отказавшим выключателем. Например, при КЗ на линии *W1* (рис. 12.2) в случае отказа выключателя *Q1* УРОВ отключит выключатели *Q5*, *Q6* и *Q9*, отделив тем самым место повреждения от неповрежденной части электросистемы. В результате без напряжения останется только одна секция шин подстанции *A*. В том

же случае при дальнем резервировании действием резервных РЗ будут отключены выключатели *Q2*, *Q3*, вследствие чего полностью нарушится питание подстанции *A*.

Ближнее резервирование обеспечивает быстрое и селективное отключение поврежденных участков, а также необходимую чувствительность пусковых органов.

Кроме резервирования при отказе выключателей в отключении УРОВ обеспечивает быстрое отключение повреждений на участке между выключателем и его ТТ, когда ТТ устанавливаются только с одной стороны выключателя (рис. 12.2, б). Например, при КЗ на этом участке (точка *K*) защита *PЗ_{II}* поврежденного присоединения хотя и подействует на отключение выключателя *Q1*, но не сможет отделить поврежденного участка от шин подстанции *B*. Защиты шин *PЗ_I* и *PЗ_{II}* этой подстанции не работают, так как КЗ в точке *K* находится вне зоны их действия. Рассмотренное поврежденное присоединение можно отключить благодаря УРОВ, которое подействует с небольшой выдержкой времени на отключение всех выключателей, обтекаемых током КЗ. Тем самым шины *I* будут отделены от поврежденного участка (будут отключены выключатели *Q1* и *Q3*).

12.2. Принципы действия и схемы УРОВ

При срабатывании УРОВ отключает все присоединения одной секции либо системы шин подстанции или электростанции. Следовательно, ложное срабатывание УРОВ может привести к полному или частичному нарушению работы подстанции или электростанции с тяжелыми последствиями для энергосистемы.

На рис. 12.3 приведена одна из схем УРОВ, функционирующая следующим образом. Отказ выключателя фиксируется по факту наличия тока через некоторое время после подачи команды на отключение выключателя или по отсутствию изменения положения вспомогательных контактов выключателя после этой команды. Рис. 12.3 поясняет действие УРОВ при КЗ в точке *K* на линии, подключенной к сборным шинам *A* посредством выключателя *Q1*, и последующим отказе этого выключателя.

Одной из необходимых функций УРОВ является контроль состояния выключателя (включен или отключен). Этот контроль осуществляется по факту наличия тока (элемент *I_к*) или по положению вспомогательных контактов *SQ1* выключателя. Так как действие УРОВ происходит при КЗ, контроль тока выключателя в большинстве случаев возможен за исключением замыканий на землю в сети с изолированной (компенсированной) нейтралью и повреждений, не связанных с протекающим током. Переключа-

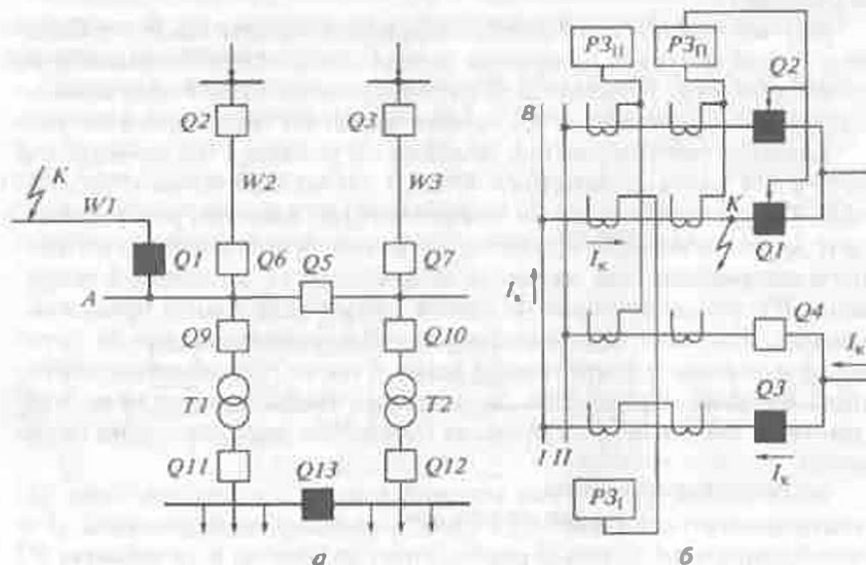


Рис. 12.2. Схемы, поясняющие принцип действия УРОВ:
 а — при КЗ на линии, б — при КЗ между выключателем и ТТ

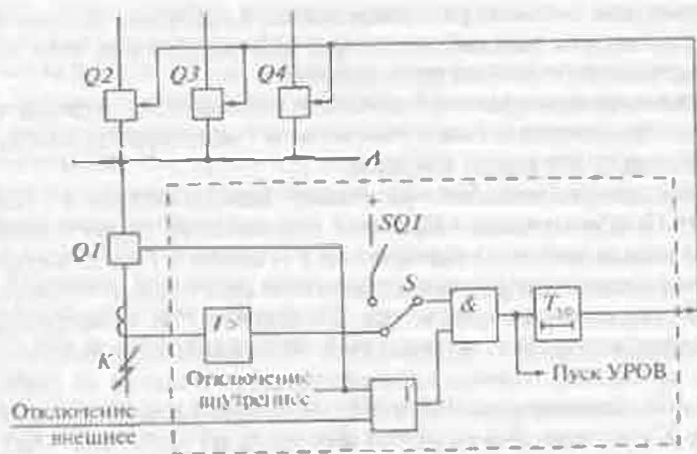


Рис. 12.3. Схема, поясняющая принцип действия УРОВ при КЗ на линии, подключенной к сборным шинам

тель S обеспечивает возможность выбора между режимами контроля протекания тока и контроля вспомогательных контактов выключателя.

При КЗ в точке K защищаемого присоединения защита объекта формирует сигнал отключения «Отключение внутреннее», который является командой на отключение выключателя $Q1$. Этот сигнал фиксируется схемой УРОВ и подается через элемент ИЛИ (1) к логическому элементу И (&). На второй вход элемента И поступает сигнал, фиксирующий состояние выключателя $Q1$. При еще не отключенном выключателе $Q1$ элемент И формирует сигнал «Пуск УРОВ», запускающий элемент задержки ($T_{от}$) с учеткой выдержки времени $T_{от}$. Если по истечении времени $T_{от}$ выключатель не отключился, что свидетельствует о его повреждении, то элемент выдержки времени формирует команды отключения на все присоединения, через которые ток подтекает к месту КЗ. При отключении выключателя $Q1$ ранее, чем истечет время $T_{от}$, схема приходит в исходное состояние вследствие исчезновения сигнала на выходе элемента $I>$ или изменения состояния вспомогательных контактов $SQ1$. Устройство функционирует аналогично, когда команды отключения выключателя сформированы другим устройством защиты или автоматики (в этом случае пуск УРОВ обеспечивается внешним сигналом «Отключение внешнее»).

Для надежной работы УРОВ в их состав включают два независимых друг от друга пусковых органа (ПО):

- РЗ присоединения;

- дополнительное пусковое устройство, контролирующее наличие КЗ в зоне действия УРОВ. Этот ПО не даст работать УРОВ при отсутствии КЗ и тем самым исключает его ложное срабатывание при возможных неисправностях РЗ присоединения или ошибочных действиях персонала.

Для реализации второго ПО к ТТ рассматриваемой цепи подключают трехфазное токовое реле РТ-40/Р, контролирующее наличие тока КЗ. Если линия или трансформатор подключаются через два выключателя и более, контролирующие токовые реле включают в цепь каждого выключателя.

В эксплуатации применяют две типовые схемы УРОВ, обеспечивающие надежность его работы и различающиеся способом предотвращения ошибочного пуска УРОВ:

- схему с автоматической проверкой исправности выключателя (рис. 12.4);

- схему с дублированием пуска от защиты с использованием реле положения «Включено» (рис. 12.5).

В первой типовой схеме (см. рис. 12.4) дополнительный контроль наличия тока КЗ в цепи 1 осуществляется токовым реле $KA1$. Предусмотрена подача повторной команды на отключение контролируемого выключателя $Q1$ через контакты $KL1.1$ реле $KA1$, которое срабатывает при замыкании контактов $KL2.1$ выходного промежуточного реле $P31$ соответствующего присоединения (цепи 1).

Такая схема исключает ложное срабатывание УРОВ при случайном замыкании контактов $KL2.1$. Допустим, что эти контакты случайно замкнулись (выключатель $Q1$ в работе, контакты реле $KA1$ замкнуты). При этом срабатывает реле $KA1$, контакты



Рис. 12.4. Принципиальная схема УРОВ с дополнительным контролем по току

1...3 — защищаемые цепи



Рис. 12.5. Принципиальная схема УРОВ с использованием реле положения «Включено»

KL1.2 которого замыкают цепь питания обмотки реле KT. Через контакты KL1.1 подается команда на отключение выключателя Q1. После отключения Q1 и исчезновения тока в его цепи замыкаются контакты KA1, в результате теряет питание реле KL1, что предотвращает ложное срабатывание УРОВ.

Данная схема применяется в тех случаях, когда ложное отключение УРОВ одного какого-либо присоединения не ведет к тяжелым последствиям и может быть остановлено АПВ этого присоединения. В рассмотренном случае АПВ включит повторно выключатель Q1.

Во второй типовой схеме УРОВ (см. рис. 12.5) также предусмотрен контроль наличия тока в цепи выключателя Q (реле KA1). Пуск реле времени KT осуществляется по цепи, замыкаемой контактами KL2.1, KA1.1 и KQC.1 трех реле. Контакты реле положения «Включено» KQC замыкаются, когда обмотка этого реле шунтируется контактами KL2.2. Так происходит при подаче питания на катушку YAT в результате действия P3.

В схемах на рис. 12.4 и 12.5 для предотвращения ложных срабатываний УРОВ в цепи P3 каждого присоединения имеются накладки SX (в цепи пуска УРОВ). Эти накладки позволяют при проверке действия P3 или в случае ее неисправности разомкнуть цепь пуска УРОВ.

Для контроля наличия неотключенного участка с КЗ при пуске УРОВ, выполненных по рассмотренным схемам (см. рис. 12.4, 12.5), на каждом выключателе необходимо контролировать токи в трех фазах (или в двух фазах и нейтральном проводе). Для этого в типовых схемах УРОВ, как отмечалось ранее, используются специальные трехфазные токовые реле РТ-40/Р (рис. 12.6), содержащие промежуточный трансформатор TL с первичными обмотка-

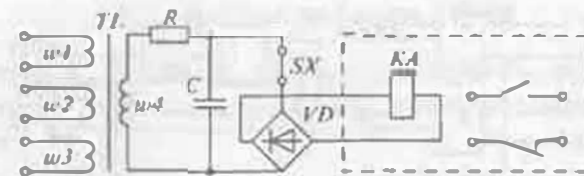


Рис. 12.6. Схема трехобмоточного токового реле

ми $w1$, $w2$, $w3$ и вторичной обмоткой $w4$. Ко вторичной обмотке через выпрямитель VD подключен исполнительный орган KA, в качестве которого использовано реле типа РТ-40. Для защиты выпрямителей от перенапряжений, имеющих несинусоидальный характер, установлены конденсатор C и резистор R. Первичные обмотки $w2$ и $w3$ имеют вдвое меньшее число витков, чем $w1$. Разное число витков первичных обмоток при определенной полярности их включения обеспечивает контроль наличия тока в выключателе при любом возможном виде КЗ.

В целях повышения надежности срабатывания УРОВ для каждого выключателя используются два токовых реле РТ-40/Р. Их контакты соединяют последовательно.

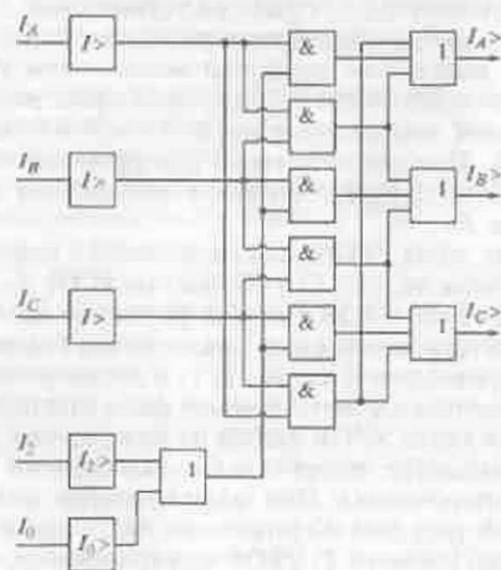


Рис. 12.7. Схема контроля достоверности протекания тока отдельных фаз

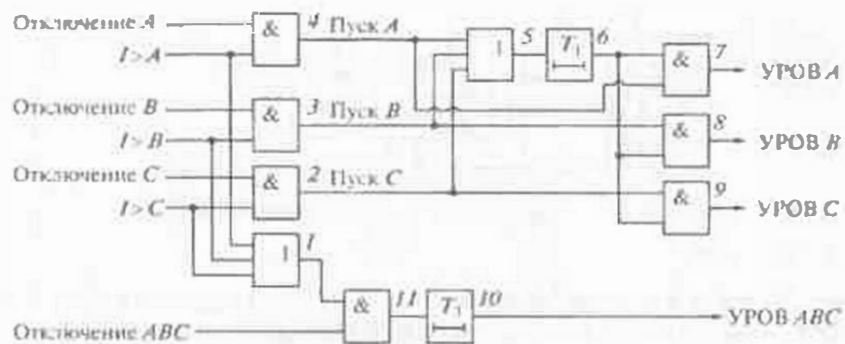


Рис. 12.8 Упрощенная схема УРОВ для выключателя с пофазным управлением:

1, 5 — логические элементы ИЛИ; 2, 3, 4, 7, 9, 11 — логические элементы И; 6, 10 — элементы выдержки времени

К действию УРОВ может привести также возникновение ложных сигналов на отключение или о состоянии выключателя. В связи с этим необходимо принятие специальных мер по контролю достоверности сигналов пуска УРОВ.

На рис. 12.7 показан один из вариантов схемы контроля состояния отдельных фаз выключателя при использовании пофазного УРОВ для выключателей с пофазным управлением. Сигналы $I_A >$, $I_B >$, $I_C >$, характеризующие соответственно состояния фаз А, В, С выключателя, возникают лишь при выполнении двух условий: 1) превышение током в соответствующей фазе значения уставки $I >$; 2) наличие при несимметричных повреждениях составляющей I_0 или $I_0 >$. При симметричных (трехфазных) повреждениях дополнительным критерием является превышения током другой фазы значения $I >$.

Упрощенная схема УРОВ для выключателя с пофазным управлением приведена на рис. 12.8. Элементы ИЛИ 2...4 обеспечивают пофазный пуск УРОВ в случае фиксации включенного состояния соответствующей фазы выключателя (например, на основе схемы, приведенной на рис. 12.7) и формирования защиты сигнала отключения соответствующей фазы (например, «Отключение А»). При пуске УРОВ любой из фаз элемент ИЛИ 5 обеспечивает срабатывание элемента выдержки времени T_1 УРОВ при однофазных отключениях. При формировании защиты команд отключения трех фаз «Отключение АВС» срабатывание элемента выдержки времени T_1 УРОВ при трехфазных отключениях обеспечивается в том случае, если зафиксировано протекание тока хотя бы в одной из фаз выключателя (поступает сигнал от элементов 1 и 11).

12.3. Выбор уставок УРОВ

При нормальном отключении выключателя для предупреждения действия УРОВ необходимо выбрать следующую уставку по времени:

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{откл. вык.}} + t_{\text{возв. РЗ}} + t_{\text{обр. РВ}} + t_{\text{зап.}}$$

где $t_{\text{откл. вык.}}$ — время отключения выключателя; $t_{\text{возв. РЗ}}$ — время, необходимое для возврата РЗ, пускающей УРОВ; $t_{\text{обр. РВ}}$ — время ошибки реле времени УРОВ в сторону ускорения действия; $t_{\text{зап.}}$ — запас по времени.

Применяются УРОВ с выдержкой времени 0,3...0,5 с.

Для предупреждения действия РЗ на смежных подстанциях при действии УРОВ необходимо выбирать выдержки времени на резервных ступенях РЗ этих подстанций с учетом $t_{\text{УРОВ}}$. Это увеличивает выдержку времени на резервных РЗ смежных подстанций на $\Delta t = t_{\text{УРОВ}}$.

Уставки на контролирующих реле тока выбирают с учетом надежного действия этих реле при КЗ и юнне резервируемого присоединения, а также с учетом возврата реле при токе нагрузки после отключения участка с КЗ. При обмотке реле с малым числом витков уставку принимают равной 1 А; при обмотке с большим числом витков — 0,5 А.

Контрольные вопросы

1. В чем заключается дальнейшее резервирование?
2. Каково назначение УРОВ?
3. Как функционирует УРОВ?
4. Для чего в состав УРОВ входят пусковые органы?
5. Как осуществляется выбор уставок УРОВ?

13.1. Назначение и виды устройств противоаварийной автоматики

Применение устройств АВР, АПВ, АЧР в энергосистеме существенно повышает надежность ее работы. Однако в мощных энергосистемах и их объединениях (ОЭС) могут возникать нарушения нормальных режимов работы, вызывающие быстрое протекание аварийных процессов, ликвидировать которые с помощью указанных устройств невозможно. К таким процессам относятся опасные набросы активной мощности на линии электропередачи, нарушение устойчивости при отключении линий электропередачи, опасные повышения напряжения, асинхронный режим и ряд других. В этих случаях предотвращение, локализация и ликвидация нарушений нормального режима возлагаются на специальные автоматические устройства, называемые устройствами противоаварийной автоматики (ПА).

Основными видами устройств ПА являются:

- устройства для автоматического предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ). Устройства АПНУ выявляют возникновение опасных перегрузок или набросов мощности, внезапные отключения линий электропередачи, нештатных режимов, угрожающих нарушению устойчивости, и производят быструю разгрузку линий электропередачи и другие необходимые операции;

- устройства для автоматической ликвидации асинхронного режима (АЛАР). Устройства АЛАР выявляют момент возникновения асинхронного режима и принимают меры для его прекращения различными способами, в том числе и ресинхронизацией энергосистем;

- устройства для автоматического ограничения повышения частоты (АОПЧ). Устройства АОПЧ выявляют опасное повышение частоты и производят соответствующие отключения;

- устройства для автоматического ограничения повышения напряжения (АОПН). Устройства АОПН выявляют повышение на-

пряжения до определенных установленных значений и производит необходимые переключения в системе.

13.2. Принципы выполнения устройств противоаварийной автоматики

Энергосистема характеризуется электрической схемой, составом оборудования, а также потоками мощности по линиям электропередачи, значениями токов, уровнями напряжения и другими параметрами.

Устройства ПА непрерывно контролируют эти параметры, выявляют моменты опасного отклонения от нормального режима или внезапного его нарушения и вырабатывают соответствующие воздействия на объекты управления.

Общая структура устройств ПА представлена на рис. 13.1. Из него видно, что устройства ПА обычно состоят из выявительной (ВЧ), логической (ЛЧ) и исполнительной (ИЧ) частей.

Выявительная часть включает в себя пусковые органы (ПО), органы контроля электрического режима (КЭР) и органы автоматической дозировки воздействий (АДВ). Сигналы, вырабатываемые в ВЧ, поступают в ЛЧ. Входящие в состав ЛЧ логические элементы, сопоставляя последовательность, продолжительность и интенсивность сигналов, поступающих от ВЧ, выбирают виды воздействий и готовят соответствующие цепи. Исполнительная часть состоит из органов или аппаратов управления, с помощью которых производятся определенные воздействия (отключение части нагрузки, разгрузка турбины с последующим ограничением мощности и др.).

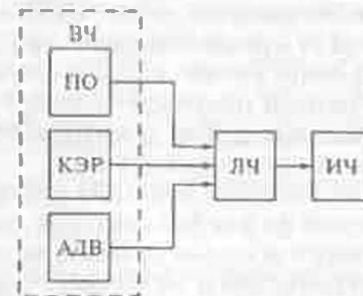


Рис. 13.1. Общая структура устройств противоаварийной автоматики

13.3. Основные технические требования, предъявляемые к устройствам противоаварийной автоматики

Устройства ПА должны удовлетворять следующим основным техническим требованиям:

- **быстродействие.** Это требование является главным для устройств ПА, предназначенных для предотвращения нарушения динамической устойчивости;
- **селективность.** Применительно к устройствам ПА это требование означает способность устройства выбирать объекты, виды и минимально необходимый объем воздействий, которые обеспечат наиболее эффективную локализацию нарушений нормального режима работы;
- **чувствительность.** Это требование относится к функциональным органам ПА и подразумевает их способность реагировать на те действия, на которые они рассчитаны;
- **надежность.** Устройства ПА должны безотказно действовать при нарушениях нормального режима и не действовать ложно, т.е. в тех условиях, когда их функционирование не предусмотрено. Выполнение этого требования обеспечивается совершенством схем, надежностью аппаратуры, приборов и элементов, входящих в состав ПА, применением автоматического контроля наиболее уязвимых частей, а также высоким уровнем эксплуатации.

13.4. Примеры схем устройств противоаварийной автоматики

На рис. 13.2 показана схема устройства автоматики от наброса мощности (АНМ) с одним однофазным максимальным реле активной мощности. Однофазное реле мощности KW , включенное на фазные ток и напряжение, может срабатывать ложно при несимметричном КЗ. Для предотвращения ложного действия ПА применяются реле напряжения KV , подключенное к фильтру напряжения ZV обратной последовательности, и токовое реле нулевой последовательности KA_0 , срабатывающие и выводящие ПА из действия при несимметричных КЗ.

Рис. 13.3 поясняет принцип действия автоматики от наброса мощности с фиксацией фазового угла δ при его прямом измерении. Основным элементом схемы является реле разности фаз напряжений $PФН$, установленное со стороны передающей энергосистемы $C1$. Сигнал, пропорциональный напряжению U_2 в конце линии электропередачи, который соединяет энергосистемы $C1$

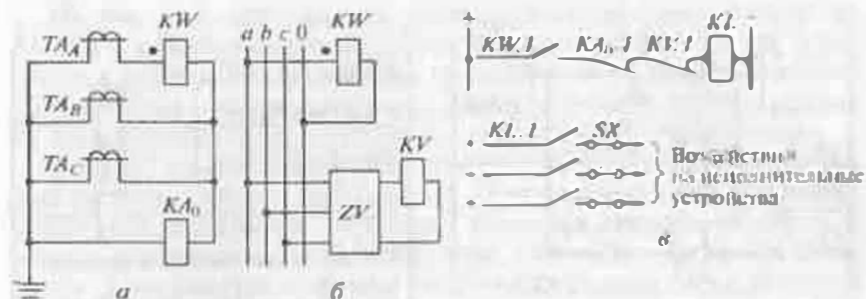


Рис. 13.2. Схема устройства автоматики от наброса мощности с одним однофазным максимальным реле активной мощности

a — цепи переменного тока; b — цепи переменного напряжения; c — цепи постоянного оперативного тока

и $C2$, подводится к реле непосредственно от ТН $TV1$. Сигнал, пропорциональный напряжению U_2 , в конце линии электропередачи передается в реле $PФН$ с помощью специальной аппаратуры передачи фазы напряжения, передатчик $П$ которой установлен со стороны энергосистемы $C2$, а приемник $Пр$ — со стороны энергосистемы $C1$. Реле $PФН$ настроено на определенную уставку $\delta_{пр}$, и, если фазовый угол в линии электропередачи достигает $\delta_{пр}$, реле срабатывает и произведет предусмотренные воздействия.

На рис. 13.4 приведена типовая схема пуска устройств ПА при отключении линии электропередачи по положению выключателей. Пуск устройств ПА производится при замыкании контактов $KW.1$ и $KL_0.1$ реле KW и KL_0 . Для надежной работы схемы помимо обычного промежуточного реле $KI.1$ ($P11-222$) установлено промежуточное реле $KI.2$ с фиксацией положения. Реле $KI.2$

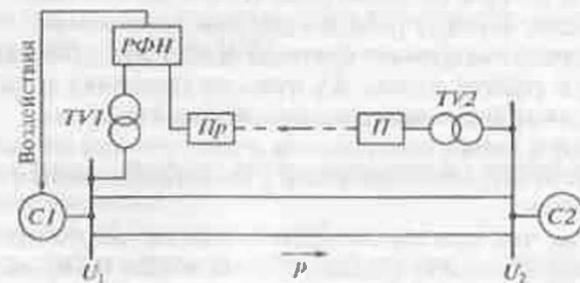


Рис. 13.3. Схема, поясняющая принцип действия автоматики от наброса мощности с фиксацией фазового угла электропередачи при его прямом измерении

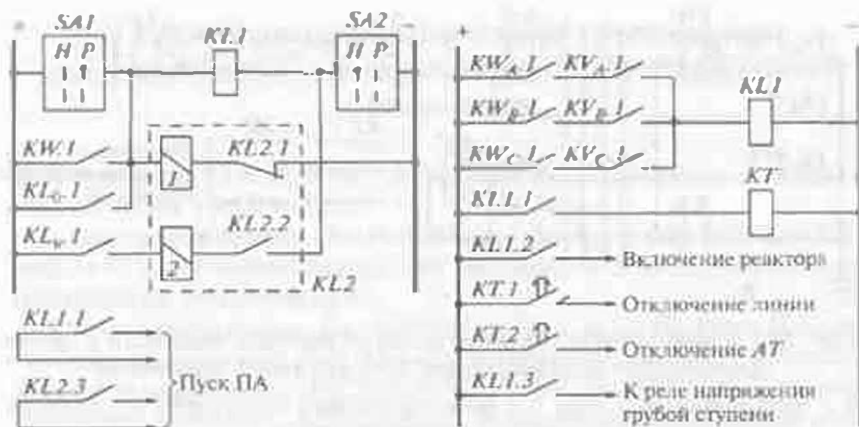


Рис. 13.4. Типовая схема пуска устройств ПА при отключении линии электропередачи по положению выключателей

Рис. 13.5. Принципиальная схема устройства АОПН с контролем направления и значения реактивной мощности в линии

имеет обмотки 1 и 2, включенные последовательно с контактами соответственно $KL2.1$ и $KL2.2$ этого реле. Сработав при отключении выключателя, реле $KL2$ длительно остается в таком положении. Возврат реле в исходное положение производится автоматически при включении выключателя от контактов $KL_{\phi} 1$ реле KL_{ϕ} .

Если выключатель будет включен при отключенных его раздельниках, сигнал пуска снимается. Схемой предусмотрена ручная операция шунтирования контактов $KL_{\phi} 1$ специальным ключом $SA1$. Одновременно при переводе ключа $SA2$ из положения H (нормально) в положение P (ремонт) его контактами разрывается связь второй обмотки реле $KL2$ с минусовой шиной, что предотвращает возврат реле в исходное положение.

Схема предусматривает сигнализацию для обслуживающего персонала о работе ключа SA при отключениях и включениях шинных и линейных раздельников выключателя.

Недостаток схемы заключается в том, что она не исключает одностороннего отключения линии с противоположной от выключателя стороны.

Известно, что при одностороннем отключении протяженной линии электропередачи высокого напряжения (например, 500 кВ) реактивная (емкостная) мощность, генерируемая линией, может вызвать значительное повышение напряжения как на разомкнутом конце линии, так и на шинах подстанции, от которой напряжение подводится к линии.

На рис. 13.5 представлена принципиальная схема устройства АОПН с контролем направления и значения реактивной мощности в линии. Это устройство применяется на подстанциях, от шин которых отходит несколько длинных линий, причем каждая из линий может быть источником повышенного напряжения.

В схеме имеются реле реактивной мощности KW , включенные на фазный ток и напряжение. Они фиксируют направление и значение реактивной мощности, разрешая автомату действовать на отключение только той линии, в которой реактивная мощность Q направлена к шинам подстанции и имеет определенное значение.

Мощность срабатывания реле реактивной мощности $Q_{ср}$ выбирается из условия надежного действия устройства АОПН при отключении линии электропередачи с противоположного конца и повышенном напряжении на том конце, где установлено АОПН, до значения $U_{ср}$:

$$Q_{ср} = Q_c / k_{\eta}$$

где k_{η} — коэффициент чувствительности ($k_{\eta} = 1,4 \dots 1,5$).

Реактивная (емкостная) мощность линии при напряжении, равном $U_{ср}$,

$$Q_{ср} = U_{ср}^2 b l,$$

где b — удельная емкостная проводимость линии, $1/(\text{Ом} \cdot \text{км})$; l — длина линии, км.

Значение повышенного напряжения зависит от сопротивления системы $X_{сст}$, индуктивного X_L и емкостного X_C сопротивлений линии. Чем меньше $X_{сст}$, тем мощнее система, тем меньше повысится напряжение при одностороннем отключении линии. Значительные повышения напряжения опасны для электрооборудования подстанций. Поэтому для их ограничения на линиях большой протяженности устанавливаются шунтирующие реакторы, предназначенные для компенсации емкостного сопротивления линии, шин устройства АОПН.

Контрольные вопросы

1. Какие виды устройств противояривной автоматики применяются в энергосистемах?
2. Какова общая структура устройств ПА?
3. Каким требованиям должны удовлетворять устройства ПА?
4. Каково назначение реле реактивной мощности в схеме, приведенной на рис. 13.5?

ВИДЫ И ПРИНЦИПЫ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ АППАРАТАМИ И СИГНАЛИЗАЦИЕЙ НА ПОДСТАНЦИЯХ

14.1. Общие принципы управления электроустановками

Обслуживание электроустановок включает в себя следующие мероприятия:

1) регулирование режимов работы силового оборудования в соответствии с планом выработки тепловой и электрической энергии, обеспечение требуемого качества электроэнергии при максимальной экономичности;

2) контроль за состоянием основного и вспомогательного оборудования и устранение аварийных ситуаций при его работе;

3) оперативные переключения, обусловленные режимными потребностями (включение — отключение агрегатов и соответствия с графиком работы), а также подготовка оборудования к ремонту или вводу его в работу после окончания ремонтных работ;

4) ликвидация аварий;

5) проведение планово-предупредительных ремонтов и замены оборудования.

Первые четыре группы мероприятий составляют функции службы оперативного управления, пятая — службы ремонтов.

Совокупность технических средств, необходимых для оперативного управления работой электроустановки, включает в себя устройства:

- управления коммутационными аппаратами;
- регулирования;
- сигнализации (о состоянии оборудования);
- измерения (контроль основных показателей режима работы оборудования).

Различают управление ручное (выполняет оперативный персонал) и с помощью автоматических устройств. На электростанциях и подстанциях обычно используют оба вида управления.

К автоматическим устройствам и электрической части электростанций относятся: устройства автоматического регулирования

частоты и возбуждения генераторов, устройства АПВ линии, устройства АВР питания в системе собственных нужд и т. д. На большинстве электростанций внедрены автоматизированные системы управления (АСУ).

Кроме основного (основного), так называемого первичного, оборудования на электростанциях применяется вторичное оборудование. К нему относятся приборы, аппараты, соединительные провода и кабели (системы управления) вместе с реле защиты и автоматики. Для питания оперативных цепей РЗ и автоматики, обеспечивающих логическую последовательность операций при срабатывании соответствующего устройства, а также для нормальной работы приборов и аппаратов используются источники оперативного тока (см. гл. 3): аккумуляторные батареи, сети собственных нужд и др. Обычно от сети собственных нужд питаются потребители большой мощности, например электромагниты включения приводов выключателей. Если нужен постоянный (выпрямленный) ток, то в линии питания устанавливают выпрямительные устройства.

14.2. Виды управления

Управление классифицируется по различным признакам. Так, по расстоянию между управляемым и управляющим объектами управление подразделяют на три вида:

- местное;
- дистанционное;
- телемеханическое, или просто телеуправление.

Под *местным* управлением понимается управление объектом, осуществляемое непосредственно на контролируемом пункте, т. е. на месте установки управляемого объекта. Местное управление может осуществляться либо вручную путем воздействия на органы управления, связанные непосредственно с объектом управления через механические передачи, либо с помощью устройства, установленного рядом с управляемым объектом, либо с местного щита управления.

При *местном* управлении по соединительным проводам, связывающим управляемый объект и пункт управления, передается вся мощность, потребляемая управляемым объектом, вследствие чего сечение этих проводов может оказаться довольно большим. Поэтому по экономическим соображениям местное управление применяется при расстояниях от пункта управления до управляемого объекта не более нескольких десятков метров.

При *дистанционном* управлении по соединительным проводам передается не вся мощность, потребляемая управляемым

объектом, а только часть ее, что достигается использованием промежуточного управляющего органа (элемента с релейным действием). При этом ток в соединительных проводах имеет значение, необходимое для срабатывания промежуточного органа.

Система дистанционного управления и контроля в электрической части станции и подстанции выполняет:

- управление выключателями, разъединителями и регулирующими аппаратами (возбуждения, частоты вращения и т. д.);
- сигнализацию об аномальных и аварийных режимах отдельных объектов, участков электроустановки и др.;
- блокирования, обеспечивающие правильную последовательность действия отключающих аппаратов;
- измерение основных электрических величин.

Дистанционное управление выключателями может осуществляться вручную с поста управления или автоматически от РЗ или автоматических устройств.

При дистанционном управлении несколькими объектами из одного пункта управления или в том случае, когда объекту необходимо передавать несколько команд управления, требуется несколько линий связи, что при значительной протяженности этих линий и большом числе объектов делает дистанционное управление экономически невыгодным и технически неоправданным.

С увеличением расстояния передачи, объема передаваемой информации и числа контролируемых объектов особое значение приобретают задачи сокращения затрат на сооружение соединительных линий, сохранения качества передаваемых сигналов и обеспечения быстрого действия системы передачи. Эти задачи успешно решаются с помощью средств *телемеханики*, позволяющих наиболее рационально использовать линии связи и одновременно обеспечивать надежную, точную и быструю передачу приказов, сигналов и результатов измерений практически на любые расстояния.

При передаче информации на расстояние с помощью средств телемеханики осуществляется предварительное преобразование результатов измерений и сигналов в электрические величины, передаваемые затем по каналам связи. На приемной стороне эти электрические величины подвергаются обратному преобразованию (декодируются), в результате чего выдается исходное сообщение, осуществляется заданная операция или получается форма сообщения, удобная для ввода в управляющую вычислительную машину. Соответственно каждая телемеханическая система состоит из передающего и приемного устройств, соединяющего их канала связи и датчиков телеконтроля.

Системы централизованного управления подразделяются на три вида:

- системы оперативного управления (СОУ), осуществляемые при необходимости средствами телемеханики. Данные системы осуществляют оперативное управление энергетическим оборудованием, автоматизированный контроль параметров этого оборудования и др.;

- автоматизированные системы диспетчерского управления (АСДУ), которые наряду с функциями оперативного управления и контроля, присущими СОУ, осуществляют автоматизированный контроль производства, рациональное расходование энергоресурсов и т. д. В АСДУ кроме средств телемеханики используются устройства обработки телемеханической информации (УОТИ), информационно-измерительные системы (ИИС), компьютеры;

- автоматизированные системы управления энергоснабжением (АСУЭ), которые являются системами более высокого уровня управления. В такую систему входит АСДУ, выполняющая функции информационно-управляющей подсистемы. Основная роль в АСУЭ отводится задачам оптимизационного характера, оперативного и долгосрочного планирования (создание банка данных, расчет удельных норм, диагностика неисправностей и др.).

14.3. Телемеханические системы

Телемеханической системой называется комплекс устройств, предназначенный для передачи на значительные расстояния различной информации (о состоянии, положении объектов, их параметрах и пр.), в том числе различных команд (измерения, управления и сигнализации) в зашифрованном (кодированном) виде.

По характеру выполняемых функций телемеханические системы подразделяются на системы телеуправления (ТУ), телесигнализации (ТС) и телеизмерения (ТИ).

Достоверность передачи команд телеуправления существенно повышается при наличии соответствующей сигнализации с контролируемого пункта. В связи с этим устройства телеуправления обычно совмещаются с устройствами телесигнализации и называются устройствами или системами ТУ—ТС.

Системы телеуправления применяются для управления на расстоянии производственными установками и механизмами, а также для осуществления телемеханической связи между устройствами автоматики и защиты, находящимися на значительном расстоянии друг от друга. Системы телеуправления передают с пункта управления (ПУ), называемого также диспетчерским пунктом (ДП), на контролируемые пункты (КП) команды (сигналы), которые предназначены:

- для непосредственного воздействия на исполнительные механизмы управляемых установок (телеуправление). При ТУ, как правило, производится управление только одним объектом;

- передачи распоряжений дежурному персоналу на контролируемых объектах (телекомандование — ТК). Команды ТК воспринимаются на КП специальными сигнальными устройствами (лампами, табло с надписями) и соотножаются, как правило, звуковыми сигналами;

- выходы объектов телеизмерения (ВТИ), т. е. выбора и позиционирование к каналу связи требуемого датчика телеизмерения. Датчики телеизмерения рассматриваются при этом как однопозиционные объекты управления;

- выходы объектов телесигнализации (ВТС) с контролируемых пунктов;

- выполнения функций телерегулирования (ТР), т. е. дистанционного плавного изменения уставок автоматических регуляторов. Управление настройкой автоматических регуляторов производится подачей непрерывного сигнала телеуправления с передачей одной из двух команд — больше или меньше — и с одновременным телеизмерением регулируемого параметра. Ступенчатое регулирование равносильно передаче нескольких команд ТУ (по числу ступеней регулирования).

Таким образом, в системах телеуправления может передаваться как дискретная, так и непрерывная информация.

Передачу команды управления в системах ТУ обычно разделяют на две операции. Первая операция заключается в выборе объекта управления (выбор объекта ТУ), вторая — в передаче выбранному объекту исполнительной команды «Включить» или «Отключить». Иногда в период операции совмещаются выбор объекта управления и характера операции, вторая операция в этом случае только дает разрешение на выполнение первой операции. Команда на выполнение второй операции управления подается с ПУ после получения подтверждения в КП о принятии первой команды.

Двухступенчатость управления уменьшает вероятность появления неправильной команды из-за поспешности, рассеянности или ошибки диспетчера. Передача сигналов, в которых указывается адрес объекта, называется *адресной*.

Большинство объектов управления являются двухпозиционными, находящимися в одном из двух состояний (положений): включен — отключен, открыт — закрыт и т. д. В отличие от них многопозиционные объекты могут иметь несколько фиксированных положений. К многопозиционным объектам относятся, например, различные задвижки, затворы, заслонки и другая труба-

проводная арматура систем водо-, теплоснабжения и др. Телеуправление этими объектами требует передачи соответствующего числа команд для установки объекта в заданную позицию.

Системы телесигнализации обеспечивают передачу с контролируемых пунктов на диспетчерский пункт различных телесигналов:

- о положении или состоянии контролируемых объектов либо производственных процессов. Такие получаемые по запросу с ПУ сигналы в устройствах телесигнализации (ТС) всегда являются адресными;

- о выходе контролируемых параметров за допустимые пределы или о нарушении работы объектов. Сигналы лишнего вида передаются автоматически независимо от действий диспетчера (предупреждающие или аварийные сигнализация);

- связанных с учетом продукции, ходом производственного процесса;

- о подтверждении выполнения на КП командой диспетчером операции ТУ;

- о работе телемеханического оборудования и состоянии каналов связи (служебная сигнализация).

Телесигналы могут передаваться на ПУ автоматически в результате изменения положения либо состояния любого из контролируемых объектов или поступать на пункт управления по вызову (запросу) диспетчера, т. е. по команде, поступающей на КП через систему ТУ. Телесигнализация по запросу, в свою очередь, может быть единичной, когда в ответ на запрос приходит интересующий диспетчера конкретный сигнал, или широтной, когда за один цикл передачи на ПУ передаются сигналы последовательно от всех контролируемых объектов вызванного КП.

В системах телесигнализации передается дискретная информация.

С помощью систем телеизмерения осуществляется передача на расстояние непрерывных сигналов о значениях различных контролируемых параметров, измеряемых специальными датчиками, для визуального наблюдения за этими значениями, их регистрации или ввода в устройства автоматики.

Наряду с системами телемеханики, предназначенными для выполнения какой-либо одной из указанных функций, широко используются также комплексные системы телемеханики, выполняющие все перечисленные функции или различные их сочетания.

В системах ТУ—ТС телесигнализации отдается приоритет перед телеуправлением, так как поступающая на ПУ информация может потребовать от диспетчера отмены намеченной операции ТУ.

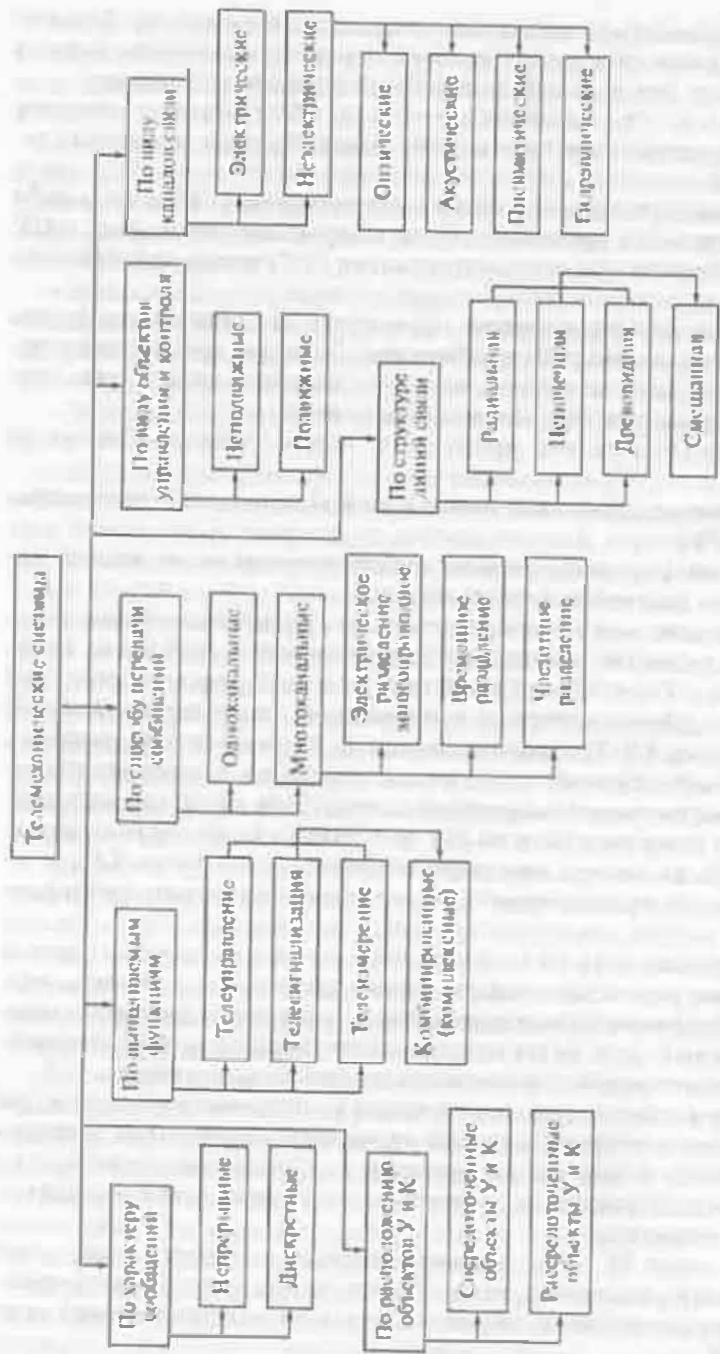


Рис. 14.1. Классификация телемеханических систем

Телемеханические системы предназначаются для обслуживания как сосредоточенных, так и рассредоточенных объектов. В первом случае все обслуживаемые системой объекты сосредоточены в одном или нескольких (немногих) пунктах. При этом связь между объектами в пределах одного пункта осуществляется без помощи средств телемеханики. Во втором случае обслуживаемые системой объекты рассредоточены по одному или нескольким группам (по два-три объекта) по многим пунктам, обслуживаются отдельными устройствами телемеханики и подключены к общей линии связи.

Классификация телемеханических систем приведена на рис. 14.1.

14.4. Системы ТУ—ТС

Для выполнения ТУ используют команды, классифицируемые по различным признакам. Так, по оперативным способам передачи команды подразделяются:

- на спорадические, передающиеся по мере возникновения необходимости их передачи;
- циклические опроса, передающиеся по изменяющейся программе только заданным объектам (например, ТИ по вызову);
- циклические передачи, передающиеся в течение нескольких циклов до прихода извещающих сигналов;
- циркулярные, передающиеся всем или нескольким объектам ТУ (передача апликационных команд, например «Включить»).

При передаче команд ТУ важно не только посылать приказ (сигнал) управления, но и проверить его выполнение.

К системам ТУ предъявляются специальные требования, направленные на обеспечение выполнения посланных приказов и обнаружение ошибок при их передаче. Поэтому выход из строя канала связи не должен приводить к ложным приказам. Сигнал о выходе из строя должен поступать на ДП. Достоверность выполнения приказа повышается при наличии телеиндикации с КП, в связи с чем системы ТУ, как правило, комбинируются с системами ТС, образуя комбинированную систему ТУ—ТС.

Как указывалось ранее, при ТС, как и при ТУ, используются простейшие сообщения типа «Включен», «Отключен» и т.п. Телеиндикация о состоянии объекта и системы телемеханики может осуществляться автоматически или по вызову диспетчера, однако во всех случаях она дает информацию о положении или изменении состояния конкретного объекта. ТС может подтверждать выполнение команд ТУ. Кроме того, ТС используется для указания о выходе какого-либо параметра, характеризующего

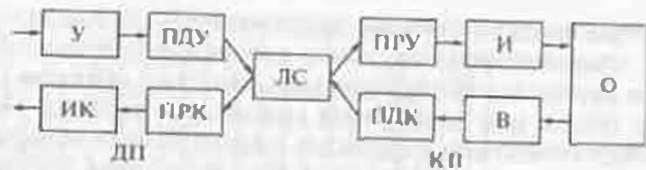


Рис. 14.2. Структурная схема системы ТУ—ТС—ТИ:

ДП, КП — соответственно диспетчерский и контролируемый пункты; У — управляющий блок; И — исполнительный блок; ИК — исполнительный блок контроля (сигнализации); ПДУ, ПРУ — соответственно передающий и принимающий блоки управления; ПДК, ПРК — соответственно передающий и принимающий блоки контроля; ЛС — линия связи; О — объект(ы) управления.

конкретный контролируемый объект, за заранее установленные пределы. Эту же функцию выполняет аварийная сигнализация.

Структурная схема системы ТУ—ТС—ТИ представлена на рис. 14.2.

К системам ТУ—ТС ответственных объектов энергетики предъявляются повышенные требования в отношении передачи приказа и контроля его выполнения. Посылка приказа ТУ должна состоять, как правило, из подготовительной (выбор объекта и характера операции) и исполнительной (запуск передачи) операций. После сверки на ДП посланной подготовительной операции и информации, подтверждающей ее получение, на КП посылается исполнительный приказ. Не допускается исполнение ложных приказов, а также приказов, полученных при неисправном канале связи, а потеря питания полуккомплектов системы не должна приводить к ложным приказаниям.

Системы ТУ—ТС, применяемые в промышленной энергетике, можно классифицировать по различным признакам. По числу обслуживаемых КП различают системы:



Рис. 14.3. Структурная схема системы ТУ—ТС для сосредоточенных объектов

• обслуживающие один КП с сосредоточенными объектами (один ДП обслуживает один КП);

• обслуживающие рассредоточенные КП (один ДП обслуживает несколько КП).

Структурная схема системы ТУ—ТС для сосредоточенных объектов приведена на рис. 14.3. Прямой и обратный каналы связи, показанные на рис. 14.3, для простейших проводных линий могут быть совмещены.

Телеуправление и телесигнализация неразрывно связаны между собой, а для передачи их сигналов используются одни и те же методы и средства.

В современных системах ТУ—ТС способы разделения сигнала необходимо выбирать в соответствии с теорией кодирования, помехоустойчивости и эффективности передачи.

14.5. Телемеханизация и диспетчеризация

Анализ технологии работы энергетических объектов и характеристик установленного на них оборудования показывает, что здесь имеются благоприятные условия для комплексной автоматизации производственного процесса и для работы большинства сооружений энергосистем без постоянного дежурного персонала с централизованным автоматическим контролем и управлением.

При решении этой проблемы перед диспетчерской службой ставятся принципиально новые задачи, требующие быстроты, точности, надежности, а также передачи на значительные расстояния большого объема информации. Кроме того, возникает необходимость в использовании специальных технических средств для обработки и воспроизведения информации, поступающей на пункт управления.

Все эти задачи могут быть успешно решены только с помощью средств телемеханики, которые дают возможность независимо от расстояния по минимальному числу линий связи быстро и точно осуществлять передачу требуемого объема известительной информации с контролируемых (исполнительных) пунктов на диспетчерский пункт и диспетчерской информацией и обратном направлении.

Современные средства телемеханики и диспетчеризации обеспечивают возможность постоянно отображать на диспетчерском пункте данные о состоянии и положении основных элементов системы; автоматически передавать на ДП предупреждающие и аварийные сигналы; измерять параметры, необходимые диспетчеру для оперативного контроля и управления работой системы; а так-

же для передачи соответствующей информации в автоматизированную систему управления производством (АСУП); непосредственно устанавливать диспетчером или вычислительной машиной наиболее рациональные режимы эксплуатации; быстро локализовать аварии и устранять их последствия.

Таким образом, диспетчерские управления любой автоматизированной системой энергоснабжения, оснащенные средствами телемеханики, обеспечивают:

- централизованную kontrolю и управление работой системы;
- повышение оперативности управления и контроля за работой сооружений и сетей системы;
- возможность установления оптимального режима работы оборудования и сетей;
- повышение надежности снабжения основных потребителей различными видами энергии;
- полное или частичное сокращение дежурного персонала на отдельных сооружениях систем энергоснабжения;
- более квалифицированное управление системой;
- экономия энергетических ресурсов.

Наряду с применением в системах централизованных контроля и управления средства телемеханики могут быть использованы в устройствах телеавтоматики, позволяющих автоматически связывать пространственно разделенные объекты, например для передачи распорядительного импульса от датчика, находящегося на значительном расстоянии от контролируемого пункта, на исполнительный механизм, находящийся на этом контролируемом пункте. С помощью телемеханических устройств программа работы выполняется на контролируемых пунктах устройствах автоматизации, расположенного на значительном расстоянии от КП.

Для наиболее эффективного использования телемеханических устройств в системах диспетчерского управления энергоснабжением часто объединяют несколько телемеханизируемых сооружений или отдельно стоящих энергетических объектов в один общий контролируемый пункт. В этом случае связь между сооружением, на котором установлен полукomплекc телемеханического устройства данного КП, и другими сооружениями, входящими в состав КП и также обслуживаемыми этим устройством, осуществляется контрольным кабелем по обычной схеме дистанционного управления. Иногда в эту схему вносят некоторые изменения в целях уменьшения числа соединительных проводов и их сечений.

Принципиальные вопросы диспетчеризации и телемеханизации наиболее целесообразно решать одновременно. Это позволяет выбрать рациональную структуру диспетчерского управле-

ния, наилучшим образом использовать телемеханическое оборудование, сократить капитальные затраты на диспетчеризацию, унифицировать обслуживание и эксплуатацию систем. В данном случае также легче всего предусмотреть возможность включения системы диспетчеризации в состав автоматизированной системы управления в качестве ее локальной подстанции. Для этого система диспетчеризации должна иметь возможность получения результатов интегральных измерений параметров, требуемых для расчета балансов производства и потребления различных энергоносителей, определения удельных расходов энергии, а также для оптимизации работы энергетических установок.

Средства телемеханики позволяют передавать на диспетчерский пункт большое число результатов измерений различных технико-логических параметров. Однако постоянное одновременное воспроизведение на диспетчерском пункте текущих значений всех измеряемых параметров, как правило, нецелесообразно. Каждое постоянное измерение, даже если оно выполняется телемеханическим путем, требует выделенного канала (линии) связи и отдельного приемного измерительного прибора для воспроизведения его результатов. При большом числе измерений число требуемых линий связи и приемных приборов достаточно велико. Для размещения этих приборов на ДП приходится предусматривать специальные панели. Диспетчер при этом практически лишен возможности одновременно контролировать результаты всех измерений, а выбрать нужный в данный момент прибор среди их множества затруднительно. Поэтому на крупных диспетчерских пунктах число постоянных измерений обычно сокращается до минимума, а большинство измерений осуществляется по вызову.

В этом случае для передачи результатов измерений из одного КП используется лишь одна линия связи, а подключение соответствующего датчика измерения к этой линии производится по вызову диспетчера с помощью устройства телемеханики. В телемеханических устройствах, у которых телеизмерения осуществляются непрерывно, физически, по одной линии связи, значение каждой измеряемой величины за период цикла передачи фиксируется в специальном запоминающем узле, предусмотренном в диспетчерском комплекте устройства телемеханики. В данном случае подключение приемного измерительного прибора к требуемой точке измерения производится диспетчером по выбору, путем выполнения операции присоединения этого прибора к соответствующей ячейке устройства памяти. На приемном измерительном приборе при этом воспроизводится текущее значение только того параметра, который был выбран (вызван) диспетчером.

Осуществление измерений по выбору или по выбору позволяет использовать на ДП общие приборы для построения цепи приборов, поступающих из разных контролируемых пунктов. В целях еще большего сокращения числа приемных приборов на ДП для измерения различных напряжений и в некоторых случаях для измерения одноименных неэлектрических параметров, имеющих различные пределы измерения, возможно использование одного общего цифрового приемного прибора либо аналогового, отградуированного в процентах. При осуществлении нескольких одноименных измерений из одного контролируемого пункта в некоторых случаях появляется возможность использовать также общие аналоговые измерительные приборы-преобразователи.

На тепловых и контролируемых пунктах должна поддерживаться температура, необходимая для нормальной работы телемеханического оборудования. Ее устанавливают исходя из технических условий на это оборудование. В обслуживаемых и неотапливаемых централизованным способом контролируемых пунктах (подстанциях, насосных станциях и т. д.) необходимо автоматизировать работу устройств отключения для поддержания минимально необходимой температуры помещения.

Контрольные вопросы

1. Какие мероприятия входят в функции службы оперативного управления?
2. Как классифицируются управление по расстоянию между управляемым и управляющим объектами?
3. Чем дистанционное управление отличается от местного?
4. На какие виды подразделяются системы централизованного управления?
5. Что такое телемеханическая система?
6. Почему телекоммуникации отдается приоритет перед телеуправлением?

МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ (ЦИФРОВЫЕ) РЕЛЕЙНЫЕ ЗАЩИТЫ

15.1. Общие сведения

Большинство ныне эксплуатирующихся устройств РЗ выполнены на аналоговых электромеханических и статических реле, на долю цифровой РЗ приходится не более 10%. Многолетняя статистика показывает, что высокий процент правильных действий аналоговой РЗ достигается благодаря большим трудозатратам на ее обслуживание. Наряду с этим для аналоговой РЗ характерны и некоторые другие существенные недостатки, которые препятствуют или существенно затрудняют комплексную автоматизацию энергосистем. К таким недостаткам следует отнести:

- большое время устранения межфазных КЗ, особенно на голых участках, т. е. вблизи источников питания, из-за высоких значений степеней селективности, отсутствия и большинства электроустановок ускорения РЗ после АПВ, отсутствия логической защиты шин;
- невозможность выполнения многократных устройств АПВ, в том числе из-за указанного ранее отсутствия ускорения защиты после АПВ;
- большие трудности выполнения автоматического отключения поврежденного участка в бестоковую паузу с помощью управляемых разъединителей;
- трудности в выполнении устройств для автоматического изменения уставок срабатывания РЗ при внезапном изменении режима питания электрической сети, что необходимо для сетей с двумя источниками питания и так называемым сетевым АВР;
- отсутствие эффективной РЗ от однофазных замыканий на землю.

Одним из способов повышения надежности электроснабжения промышленных предприятий является применение цифровой релейной защиты.

В современном цифровом устройстве могут быть совмещены многие функции РЗ от всех возможных видов повреждений и аном-

мальных режимов работы электроустановок, автоматическое включение резервного источника питания, автоматическое отключение поврежденного участка и других автоматических устройств управления и защиты в нормальном и послеаварийном режимах, измерение и запись электрических величин, оперативное и запрограммированное управление коммутационными аппаратами, определение места повреждения на аварийно отключившейся линии и т.д.

Такие цифровые устройства называются многофункциональными. В отличие от традиционных РЗ, выполненных с помощью наборов отдельных реле, как правило, с одной функцией (реле тока, напряжения, времени и т.п.), при использовании цифровых устройств задачи РЗ решаются комплексно.

Кроме больших функциональных возможностей цифровые устройства РЗ обладают такими свойствами, как непрерывная автоматическая самопроверка, запоминание событий, возможность дистанционного контроля и оперативного изменения настройки РЗ с помощью ЭВМ и канала связи. Так, может быть изменен весь набор уставок РЗ при изменении, например, первичной схемы электрической сети. Эти преимущества цифровых РЗ делают их наиболее перспективными для автоматизации распределительных электрических сетей.

Опыт применения цифровых устройств позволяет сделать вывод о том, что затраты на установку и эксплуатацию этих устройств окупаются в течение нескольких лет только лишь за счет снижения ущерба у потребителей из-за недоотпуска электроэнергии и, следовательно, уменьшения расходов на компенсацию этого ущерба со стороны электроснабжающей организации. Использование цифровых устройств РЗ дает и дополнительный экономический эффект благодаря существенному снижению расходов на обслуживание РЗ, уменьшению размеров повреждения электроустановок за счет быстрого устранения КЗ и осуществления профилактической защиты электрооборудования от опасных аномальных режимов.

Появление цифровой аппаратуры РЗ не следует рассматривать как сигнал к немедленному полному отказу от использования в электрических установках традиционных устройств РЗ с полупроводниковыми (аналоговыми) и электромеханическими реле. Если существует возможность выполнить РЗ с электромеханическими реле достаточно чувствительной, быстродействующей, селективной (избирательной) и надежной, ее надо использовать. В настоящее время электромеханические реле стоят намного дешевле цифровых устройств, накоплен большой опыт их обслуживания, имеются запасные части и специальные наборы инструментов для ремонта и регулировки этих реле, а также современные портативные устройства для их обслуживания. При реконст-

рукции электроустановок на основании технико-экономических расчетов выбирают вариант использования либо традиционной аппаратуры РЗ, либо цифровой. Этот выбор во многом определяется сроком окупаемости.

Современные цифровые устройства, изготовленные разными фирмами, имеют много общего, а их характеристики очень близки. Так, мощность, потребляемая от измерительных трансформаторов тока и напряжения, находится на уровне 0,1...0,5 В·А, аппаратная погрешность — в пределах 2...5%, коэффициент возврата измерительных органов составляет 0,96...0,97.

Переход на цифровые способы обработки информации и устройств РЗ не привел к появлению каких-либо новых принципов построения защиты электроустановок, но существенно улучшил эксплуатационные качества РЗ. Последнее делает цифровые устройства конкурентоспособными на рынке релейной защиты.

Цифровые устройства РЗ различного назначения имеют много общего, а их схемы очень похожи и подобны представленной на рис. 15.1. Центральным узлом цифрового устройства является микроЭВМ, которая через свои устройства обмена получает информацию с периферийными узлами. С помощью этих дополнительных узлов осуществляется сопряжение микроЭВМ (микропроцессора) с внешней средой: датчиками исходной информации, объектом управления, оператором и т.д.

В цифровом устройстве РЗ используются несколько микропроцессоров, каждый из которых занят решением отдельного фрагмента общей задачи и целям обеспечения высокого быстродействия.

Непременными узлами цифрового устройства РЗ являются входные $U1...U4$ и выходные $K11...KLi$ преобразователи сигналов, тракт аналого-цифрового преобразования $U6, U7$, кнопки управления и ввода информации от оператора $SB1, SB2$; дисплей H для отображения информации и блок питания $U5$. Современные цифровые устройства, как правило, оснащаются коммуникационным портом $X1$ для связи с другими устройствами.

Рассмотрим основные функции перечисленных узлов.

Входные преобразователи обеспечивают гальваническую развязку внешних и внутренних цепей устройства. Одновременно они приводят контролируемые сигналы к единому уровню (как правило, к сигналам напряжения) и нормированному уровню, осуществляют предварительную частотную фильтрацию входных сигналов перед их аналого-цифровым преобразованием, а также защищают внутренние элементы устройства от воздействия помех и перенапряжений. Различают аналоговые ($U3, U4$) и логические ($U1, U2$) преобразователи входных сигналов. Первые обеспечивают передачу линейных (или нелинейных, но изменя-

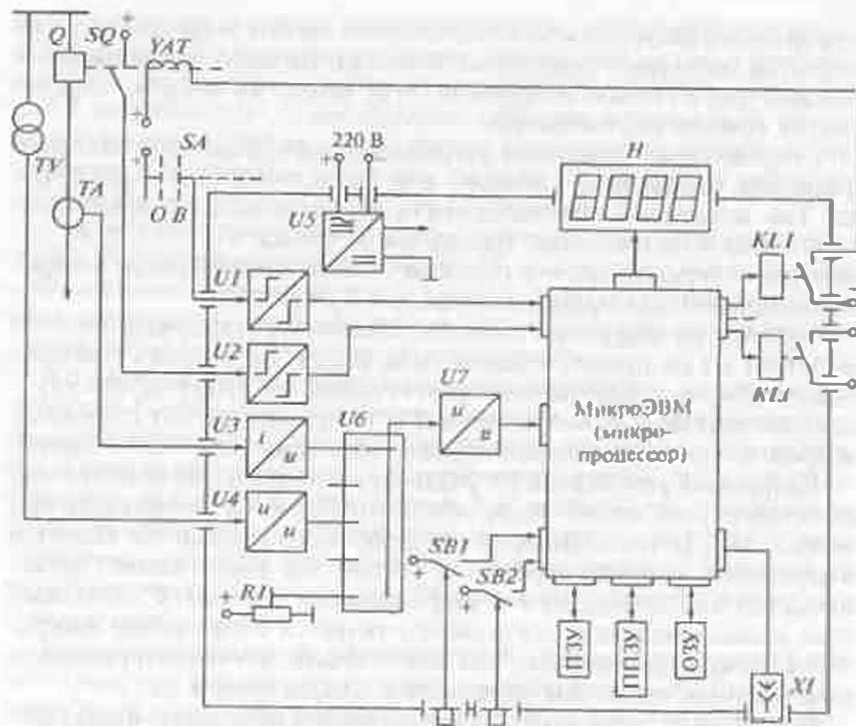


Рис. 15.1. Схема, поясняющая принцип действия цифрового устройства защиты.

ПЗУ, ППЗУ, ОЗУ — соответственно постоянное, перепрограммируемое постоянное и оперативное запоминающие устройства.

ющихся по известному закону) контролируемых сигналов во всем диапазоне их изменения, вторые, наоборот, чувствительны только к узкой области диапазона возможного нахождения контролируемых сигналов.

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

Тракт аналого-цифрового преобразования включает в себя мультиплексор *U6* и собственно аналого-цифровой преобразователь (АЦП) *U7*. Мультиплексор (электронный

коммутатор) поочередно подает контролируемые сигналы на вход АЦП. Применение мультиплексора позволяет использовать один АЦП для нескольких каналов. В АЦП осуществляется преобразование мгновенного значения входного сигнала в пропорциональное ему цифровое значение. Преобразования выполняются с заданной периодичностью. В последующем в микроЭВМ рассчитываются интегральные параметры контролируемых сигналов — их амплитудные или действующие значения.

Блок питания *U5* обеспечивает все узлы рассматриваемого устройства стабилизированным напряжением независимо от возможных изменений напряжения в питающей сети. Как правило, в блоке питания формируется и ряд дополнительных сигналов, исключающих неправильную работу микроЭВМ и некоторых других электронных узлов устройства в момент появления и исчезновения напряжения питания.

Дисплей и клавиатура (кнопки *SB1*, *SB2*) являются обязательными узлами любого цифрового устройства. Они позволяют оператору получать информацию от устройства, изменять режим его работы, вводить новую информацию. Дисплей и клавиатура в цифровых устройствах, как правило, выполняются в максимально упрощенном виде: дисплей — цифробуквенный одно- или несколькихстрочный; клавиатура — несколько кнопок.

Коммутирующий порт обеспечит связь с внешними цифровыми устройствами. Достоинством цифровых устройств является возможность передачи имеющейся информации в другие цифровые системы (АСУ ТП, персональный компьютер и т.д.), что позволяет интегрировать различные системы, экономия на каналах связи, снижение затрат на предварительную обработку сигналов и т.п. Коммутиационный порт — необходимый элемент для дистанционной работы с данным устройством.

В цифровых устройствах могут использоваться и другие узлы, например цифроаналоговые преобразователи для формирования аналоговых сигналов управления и регулирования. Реальные входные сигналы цифровое устройство получает от стандартных трансформаторов тока и напряжения. Практически вся обработка информации в цифровом устройстве осуществляется внутри микроЭВМ по определенному алгоритму, реализованному в виде программы работы этой ЭВМ.

15.2. Характеристика основных узлов цифровых устройств РЗ

Входные преобразователи аналоговых сигналов. Сигналы, контролируемые устройствами РЗ, имеют в общем случае разную

физическую природу (сигналы по току и напряжению, сигналы по температуре и т.д.). Чаще всего устройства РЗ работают с сигналами от источников переменного тока и напряжения, имеющими традиционные номинальные уровни: 1 А, 5 А, 100 В. Такие уровни сигналов обеспечивают необходимую помехозащищенность, но совершенно неприемлемы для обработки в электронных схемах. Использование же датчиков с выходными сигналами, согласованными с требованиями электроники, наталкивает на необходимость либо резко ограничить длину линий, размещая устройства вблизи датчиков информации, либо применить дополнительные меры по защите линий от помех (например, экранирование), что очень дорого. При подключении микропроцессорных устройств к традиционным датчикам тока и напряжения требуется приведение их сигналов к единому виду и диапазону изменения, приемлемым для обработки электронными узлами. Наиболее часто входные согласующие преобразователи цифровых устройств выполняют на базе обычных электромагнитных трансформаторов с ферромагнитным сердечником. Несмотря на то что такие трансформаторы имеют нелинейные передаточные характеристики, определенный разброс параметров, некоторую нестабильность во времени и при изменении температуры, они все же пригодны для построения устройств РЗ, допускающих ошибку с погрешностью 2...5%.

В трансформаторных преобразователях (рис. 15.2) основное внимание уделяется снижению междубыточной емкости, по которой возможно попадание импульсных помех внутрь устройства. С этой целью секционируют вторичную обмотку или помещают между первичной и вторичной обмотками электростатический экран. Ввиду очень малого потребления мощности последующими электронными узлами преобразование токовых сигналов в напряжение осуществляют простейшим способом — с ис-

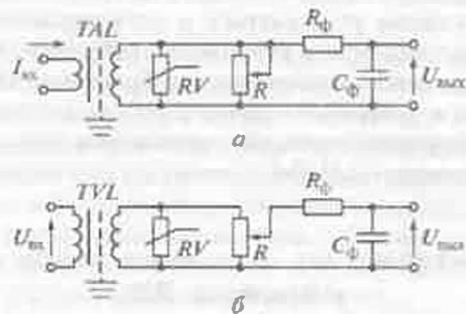


Рис. 15.2. Выходные преобразователи на основе промежуточных трансформаторов тока (а) и напряжения (б)

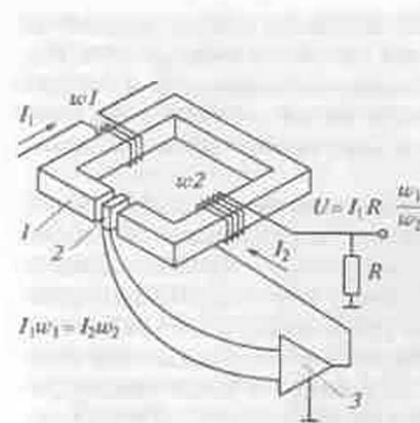


Рис. 15.3. Входной преобразователь с датчиком Холла.
1 — магнитопровод; 2 — датчик Холла; 3 — усилитель

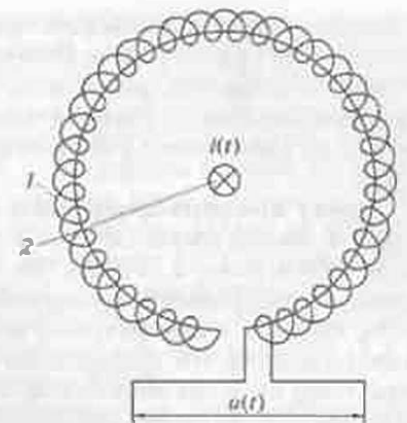


Рис. 15.4. Датчик тока типа катушки Роговского.
1 — катушка Роговского; 2 — проводник с током

пользованием шунтов R . Для защиты электронных узлов от возможных перенапряжений широко применяют варисторы RV (или стабилитроны) и фильтры нижних частот, например на основе RC -цепей (резистор R_{Φ} и конденсатор C_{Φ}).

В отдельных цифровых устройствах входные преобразователи выполняют на основе так называемых активных трансформаторов. Их еще называют преобразователями с датчиками Холла (рис. 15.3). Датчик Холла из-за его температурной нестабильности очень сложно применять непосредственно для измерения магнитного потока. Однако его можно использовать в качестве нуля-индикатора, что и сделано в данном преобразователе. Усилитель 3 генерирует по вторичной обмотке трансформатора такой ток, что выполняется равенство МДС обмоток. Класс точности шинных преобразователей достигает 0,1. Это с запасом удовлетворяет требования релейной защиты.

В последнее время в связи с появлением электронных устройств со сверхмалым потреблением возрос интерес к датчикам тока типа катушки Роговского (рис. 15.4). Измерительная катушка Роговского не имеет ферромагнитного сердечника и располагается вокруг проводника с контролируемым током $i(t)$. Магнитное поле проводника с током индуцирует в катушке ЭДС. Отсутствие в катушке нелинейного ферромагнитного сердечника обеспечивает малую погрешность преобразования (в лучших образцах — не более 0,1%) в очень широком диапазоне изменения контролируемых токов (от нуля до сотен килоампер). С по-

мощью катушки Роговского можно измерять токи в диапазоне частот от 0,1 Гц до 1 МГц. Основными недостатками катушки Роговского являются очень малая отдаваемая мощность и низкий уровень выходного сигнала. Несмотря на это датчики тока типа катушки Роговского уже начали широко применяться на практике.

Тракт аналого-цифрового преобразования. Процесс перехода от аналогового сигнала к дискретному называется квантованием сигнала, в устройства, выполняющие эту операцию, — аналого-цифровыми преобразователями. Переход от непрерывного сигнала к дискретному всегда происходит с потерей некоторого количества информации. Конечное число градаций дискретного сигнала обуславливает погрешность квантования по уровню. Одной из причин необходимости квантования по времени является то, что и сам процесс аналого-цифрового преобразования, и последующий шикт вычислений и микроЭВМ требуют определенного времени, по истечении которого можно делать новую выборку из входного сигнала.

В устройствах РЗ применяют АЦП с частотой выборки от 600 до 2 000 Гц. Более высокую частоту используют в том случае, когда устройство защиты обеспечивает еще и осциллографирование аварийного процесса.

Еще одной важной характеристикой АЦП является разрядность формируемого им двоичного числа.

Входные преобразователи дискретных сигналов. Практически во всей современной электрошной аппаратуре вход дискретных сигналов осуществляется через преобразователи на основе оптронов. Собственное время переключения у оптронов составляет доли микросекунды. Для оптопары (светодиод — фотоприемник) характерна малая проходная емкость, что препятствует проникновению помех через оптопару. Допустимое напряжение между цепью управления и элементами управляемой цепи достигает нескольких киловольт, рабочий ток светодиода составляет 3...5 мА. Малый входной ток обуславливает низкую помехозащищенность преобразователя.

Устройства с малым потреблением могут реагировать на замыкания на землю в сети оперативного тока, так как их входной ток соизмерим с током цепи контроля изоляции сети оперативного тока. Для исключения этого входные цепи измерительного преобразователя выполняют с привязкой к полкам сети оперативного тока и принимают порог переключения преобразователя до уровня 60...80 % номинального напряжения цепи.

Выходные релейные преобразователи. В цифровых РЗ в большинстве случаев используются промежуточные электромагнитные реле. Контактная пара пока еще остается вне конкурен-

ции как устройство, обеспечивающее видимый разрыв в коммутируемой цепи. К тому же это и самый дешевый конструктивный вариант. Как правило, в цифровых устройствах РЗ применяют несколько типов малогабаритных реле с большой коммутационной способностью для работы непосредственно в цепях управления выключателей, с меньшей — для работы в цепях сигнализации. Мощные реле способны замыкать цепи с током примерно 5...30 А, но их отключающая способность обычно не превышает 1 А при напряжении 220 В. Вот почему в схеме управления предусматривают прерывание тока в цепи электромагнита выключателя его вспомогательными контактами. Отключающая способность сигнальных реле, как правило, не превышает 0,15 А в цепях постоянного тока напряжением 220 В.

Устройства отображения информации. Для отображения информации в цифровых РЗ используют отдельные светодиодные индикаторы и табло, а также графические экраны. Совокупность элементов визуального отображения информации в цифровом устройстве называется дисплеем.

Цифровое устройство защиты предоставляет оператору большой объем информации: текущие значения токов и напряжений электроустановки, их аварийные значения, уставки (а их в цифровых РЗ может быть несколько наборов), состояние входной и выходной управления и т.д. Для оперативного получения такого объема информации требуются более информативные дисплеи.

Цифровые РЗ имеют потребности 2...5 %. С учетом этой потребности дисплеи цифровых устройств выстраиваются с возможностью отображения лишь трех значащих цифр.

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

Число кнопок, используемых в клавиатурах различных устройств РЗ, варьируется от 2 до 10. Чем больше кнопок в клавиатуре, тем удобнее и быстрее можно вводить информацию в устройство. Однако кнопки являются наиболее ненадежными элементами цифровой аппаратуры. Минимальное число кнопок клавиатуры, позволяющее вводить любую информацию, равно двум.

Устройства хранения информации. Это один из важнейших узлов цифровых РЗ. В настоящее время используются различные типы устройств хранения информации. Все статические запоминающие устройства подразделяются на постоянные (ПЗУ), оперативные (ОЗУ) и перепрограммируемые постоянные (ППЗУ).

Для хранения рабочей программы в устройствах защиты обычно используют ПЗУ. Их отличительной чертой является однократ-

ная запись информации. В последующем возможно только считывание записанной информации. Достоинства микросхем ПЗУ заключаются в их низкой стоимости и возможности хранения информации при отключении питания.

В последнее время все большее применение находят ППЗУ, которые особенно подходят для устройств защиты, рабочая программа которых должна изменяться в процессе эксплуатации. Существуют устройства РЗ, в которых нужные функции защиты выбираются из библиотеки стандартных функций самим пользователем. Логическая часть этих устройств РЗ создается пользователем из базовых логических элементов типа И, ИЛИ и т. д. Рабочая программа в таких устройствах защиты располагается в ППЗУ, которое является энергонезависимой памятью, т. е. имеющаяся в нем информация сохраняется при обесточенном состоянии.

Для временного хранения результатов промежуточных вычислений используют ОЗУ. Запись и считывание данных в ОЗУ осуществляются с максимальной скоростью. Существенным недостатком ОЗУ является невозможность сохранения информации при отключении питания.

Хранение значений уставок и других параметров, которые приходится изменять в процессе эксплуатации защиты, осуществляется в ППЗУ, допускающих многократное изменение хранимой информации.

Устройства памяти могут повреждаться или терять информацию, например под воздействием ионизирующих излучений. Для обнаружения этого применяют специальные меры. Так, в устройствах с EEPROM-памятью имеется возможность восстанавливать утерянную информацию, для чего важнейшие массивы информации, например значения уставок, дублируются в разных микросхемах памяти. Так как одновременная утеря информации, содержащейся в двух микросхемах, маловероятна, имеется возможность восстановить информацию поврежденного массива перезаписью на его место неповрежденного массива.

Блок питания и интерфейсы. Практически во всех современных цифровых устройствах используются импульсные блоки питания (БП), выполняемые на базе высокочастотных инверторов. Упрощенная схема БП с однотактным инвертором представлена на рис. 15.5. Такие БП защищены от перенапряжений в питающей сети и от проникновения помех внутрь устройства.

Интерфейс представляет собой совокупность аппаратных, программных и конструктивных средств, необходимых для реализации взаимодействия различных цифровых устройств, объединенных в систему. По принципу обмена информацией различают интерфейсы с параллельной и последовательной передачей данных. Наиболее быстрый обмен информацией между двумя

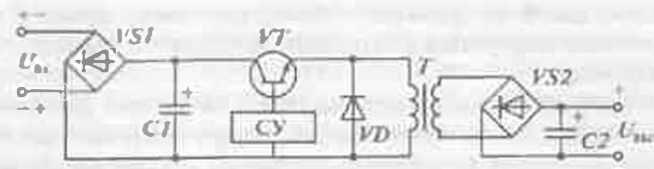


Рис. 15.5. Упрощенная схема импульсного блока питания

CU — схема управления

цифровыми устройствами обеспечивает параллельный интерфейс.

При передаче информации могут использоваться различные физические среды: электрические линии, радиоканалы, волоконно-оптические линии связи (ВОЛС).

15.3. Проводные каналы связи

Передача импульсов по электрическому каналу с ограниченной полосой пропускания $\Delta f = f_{\text{max}} - f_{\text{min}}$ сопровождается задержкой и искажением формы передаваемого импульса.

На рис. 15.6 представлена схема передачи информации с использованием волоконно-оптического канала связи. Основными компонентами этой системы являются оптический излучатель VD, световод Cв и светочувствительный элемент (фотоприемник) VT. В качестве излучателей используются полупроводниковые светодиоды и твердотельные диодные лазеры. В отличие от диффузионных светодиодов лазеры являются источниками когерентного излучения. В качестве детекторов применяют фототранзисторы и pin-диоды. Последние являются высококачественными оптическими детекторами с временем срабатывания в несколько наносекунд и чувствительностью до 1 000 фотонов в секунду.

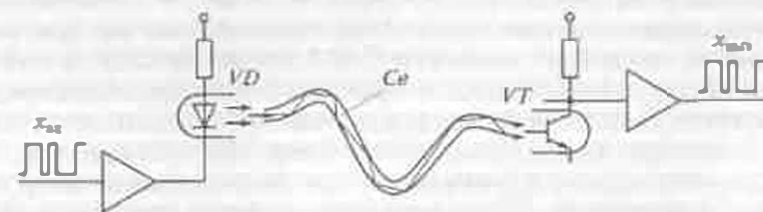


Рис. 15.6. Схема передачи информации с использованием волоконно-оптического канала связи

Движение света по криволинейному световоду происходит при многократном внутреннем отражении луча от границы световод — оболочка.

Волокнино-оптический кабель (ВОК) является сложным устройством, имеющим минимальные потери энергии при передаче. Самым дешевым является волокно со ступенчатым изменением коэффициента преломления. Часто для этой цели используют оптически прозрачную пластмассу. С помощью пластмассовых световодов передают данные на расстоянии до нескольких десятков метров. В кабелях более высокого качества применяют кварцевое волокно. Кварцевые световоды выпускают со ступенчатым и плавным изменением коэффициента преломления. Достоинством волокнино-оптической линии связи является передача информации на частотах до 4 ГГц на расстоянии до 120 км без повторителей.

По сравнению с электрическими кабелями световоды имеют следующие преимущества:

- высокая помехозащищенность в условиях электромагнитных полей;
- большая пропускная способность по сравнению с коаксиальными кабелями, в которых скорость и потери существенно зависят от частоты. Дисперсии (зависимость фазовой скорости волны от частоты) ВОК незначительна, а следовательно, в них в меньшей степени наблюдается уширение импульсов;
- безопасность при эксплуатации. Исключается возникновение электрического потенциала из электроустановки, невозможно возгорание кабеля по причине КЗ;
- не используется дефицитная медь, что делает световоды потенциально дешевле в перспективе при отработке технологии производства оптоволокон;
- высокие эксплуатационные характеристики, в том числе малый радиус изгиба, некривичность к условиям прокладки (возможна прокладка рядом с высоковольтными кабелями), малые массогабаритные показатели.

Основным недостатком ВОК является сложность сопряжения (стыковки) световодов между собой, а также с излучателями и приемниками сигналов. Она обусловлена малым поперечным сечением волокон (диаметр 0,125 мм и менее), а также необходимостью выполнения среза волокна строго перпендикулярно его оси и обработки среза с высокой степенью чистоты для получения минимального затухания. По этой причине одножильные кабели протяженностью до нескольких десятков метров в настоящее время считаются ремонтонпригодными. Однако технология сращивания оптических кабелей быстро совершенствуется.

При большом уровне электромагнитных помех эффективная скорость передачи информации по электрическим линиям связи резко падает, так как искаженное сообщение приходится повторять. Поэтому в условиях электростанций и подстанций альтернативой электрическим линиям становятся волоконно-оптические линии связи.

15.4. Обработка информации в цифровых РЗ

Основные характеристики цифровых РЗ. Цифровые РЗ обладают всеми достоинствами, обусловленными использованием электронных устройств с аналоговыми принципами обработки информации. К ним относятся более близкий к единице коэффициент возврата измерительных органов (0,96...0,97 вместо 0,80...0,85 у электромеханических реле), малое потребление мощности от трансформаторов тока и напряжения (на уровне 0,1...0,5 В·А вместо 10...30 В·А у электромеханических реле). При этом цифровым РЗ требуется надежный источник питания. Практически независимо от числа реализуемых функций цифровое устройство РЗ потребляет от сети оперативного тока мощность в пределах 15...20 Вт.

Собственное время срабатывания измерительных органов цифровых РЗ практически такое же, как у их электромеханических аналогов. Это можно объяснить тем, что для определения интегральных параметров контролируемых токов и напряжений (дефигнированных значений, фазовых единиц) требуется некоторое время.

В реальных сигналах наряду с интересующей гармоникой всегда присутствуют другие гармоники и периодические составляющие. Выделение из сложного сигнала интересующей гармоники требует некоторого времени.

В общем случае сигнал не распространяется на цифровые РЗ, в которых не используется определение интегральных параметров сигнала. Например, в дифференциальной токовой защите теоретически можно производить сравнение мгновенных значений токов в ветвях защищаемой схемы. В дифференциальных реле приходится сталкиваться с вопросом фильтрации, которая требуется для подавления помех в рабочих токах и при формировании блокирующих воздействий, например при бросках тока намагничивания, если речь идет о дифференциальной РЗ трансформатора. Броски тока намагничивания обычно обнаруживаются по факту появления второй гармоники в дифференциальном токе.

Фильтрация сигналов в цифровых РЗ. Цифровые фильтры имеют ряд преимуществ, основными из которых являются надежность в работе и стабильность характеристик, недостижимые в

аналоговых фильтрах. Однако, как и в случае аналоговых фильтров, при использовании цифровых фильтров трудно точно выделить нужную гармонику из сложного сигнала, велико время, затрачиваемое на фильтрацию.

Качество полосового фильтра характеризуется его частотой пропускания. Сужение полосы пропускания улучшает помехозащищенность устройства, так как большинство помех являются импульсными сигналами (грозовые разряды, коммутационные перенапряжения и т. д.), а следовательно, имеют протяженные спектральные характеристики. При этом, чем уже полоса пропускания входного тракта устройства, тем меньше доля энергии помехи будет добавляться к рабочему сигналу. Однако слишком узкополосный входной тракт цифрового устройства приводит к неприемлемому снижению быстродействия устройства. Для повышения быстродействия РЗ лучше применять фильтры меньшей добротности.

Цифровые принципы обработки сигналов эффективно применяются и для обеспечения правильной работы РЗ при насыщении измерительных ТТ. Очевидно, что вторичный ток достигшего насыщения ТТ существенно отличается от его идеального значения. Однако известно и то, что даже в случае глубокого насыщения ТТ в отдельные моменты времени трансформация осуществляется правильно.

15.5. Программное обеспечение и измерительные органы цифровой защиты

Для цифровой РЗ первостепенное значение имеет программа ее функционирования, которая разрабатывается на основе алгоритмов действия данного вида РЗ и ее отдельных частей.

Алгоритмы измерительных органов цифровых устройств РЗ существенно отличаются от алгоритмов аналоговых устройств РЗ на электромеханической и полупроволниковой элементной базе. В аналоговых устройствах алгоритмы ИО основаны на фиксации факта нахождения измеряемой величины в зоне срабатывания РЗ независимо от значений этой величины (например, ток больше тока срабатывания, напряжение меньше напряжения срабатывания). В цифровом устройстве сначала вычисляется значение измеряемой величины, а затем происходит его сравнение с уставкой или характеристикой срабатывания устройства, имеющими в памяти цифрового устройства.

Цифровые измерительные органы (ЦИО) выполняются на основе общей конструктивной базы микропроцессорной системы и общей программы, управляющей этой системой.

Быстродействие современных микропроцессоров и их возможности решать в режиме реального времени различные легко перепрограммируемые задачи позволяют обеспечить одновременно функционирование многих ИО, различных по принципу действия, и выполнение большого числа логических операций.

После того как основная программа загружена в микропроцессор, начинается непрерывное выполнение функций РЗ.

15.6. Токовая цифровая защита

Основной функцией измерительных ТТ и ТН является преобразование токов и напряжений энергетической системы в величины, измеряемые РЗ. Сами устройства РЗ имеют входные преобразователи (промежуточные трансформаторы), обеспечивающие необходимую изоляцию входных цепей и снижающие измеряемые сигналы до уровней, позволяющих произвести их цифровую обработку.

Основной функцией МТЗ является отключение элемента энергетической системы по критерию увеличения протекающего через него тока. В общем случае действие МТЗ зависит как от значения тока КЗ, так и от длительности его протекания. При превышении любым из фазных токов I_a, I_b, I_c уставки I_s соответствующего компаратора (устройства сравнения) возникает сигнал «Пуск» и при отсутствии блокирующих сигналов запускается элемент выдержки времени. По истечении выдержки времени на выходе схемы МТЗ возникает сигнал отключения.

Блокирование защиты в случае броска намагничивающего тока обеспечивает запрет срабатывания при возрастании тока вследствие включения силового трансформатора.

Силовые трансформаторы, используемые в энергетических системах, обладают большой индуктивностью L и сравнительно малым активным сопротивлением R , что обуславливает достаточно большую постоянную времени затухания $T = L/R$ собственных переходных процессов в трансформаторе, достигающую десятков секунд. При включении трансформатора под напряжение в каждой фазе возникает медленно затухающая апериодическая составляющая тока. Из-за нелинейности характеристик намагничивания трансформатора происходят его насыщение и искажение формы кривой тока. Ток, протекающий в первые моменты после включения трансформатора, могут достигать значений до $10I_{ном}$. Сама операция блокирования защиты при наличии броска намагничивающего тока имеет ограничения.

Использование цифровой защиты позволяет решить эту проблему на основе гармонического анализа кривых токов

отдельных фаз. При этом контролируется параметр блокирования $k_{об} = I_{2f}/I$, где I_{2f} — амплитуда составляющей тока второй гармоники, I — амплитуда составляющей тока основной частоты. Дело в том, что при насыщении силового трансформатора существенно возрастает вторая гармоника тока.

Возможность пуска отдельных ступеней цифровых МТЗ и их блокирования позволяет в определенных случаях исключить такой существенный недостаток МТЗ, как необходимость увеличения выдержек времени резервных ступеней защиты для обеспечения селективности.

Цифровая РЗ может иметь большое число программ для работы защиты с различными функциями и алгоритмами. Программы, алгоритмы и регулировочные значения заложины в память цифровой РЗ. Микропроцессорная система, работающая в режиме реального времени, использует заложенные или предварительно обработанные данные различных зависимостей в защитном элементе.

Например, цифровая РЗ максимального тока с обратной зависимой времятоковой характеристикой выключает по заданному алгоритму необходимое время срабатывания реле в зависимости от значения тока КЗ или тока перегрузки электрооборудования. Необходимая времятоковая характеристика заранее учитывается в программе. Компьютерные программы используют не только для обеспечения функционирования цифровой РЗ, но и для ее дистанционной настройки и обслуживания.

15.7. Цифровая защита от перегрузки

Следствием токовой перегрузки электрооборудования является чрезмерный нагрев его активных частей: обмоток, контактных соединений, магнитопровода и других элементов. На первый взгляд наиболее простым решением в этом случае является непосредственный контроль температуры. Однако системы теплового контроля инерционны из-за того, что приходится изолировать датчики температуры от токопроводящих частей электроустановки. Имеются проблемы и с размещением датчиков, а также с передачей сигналов от них к выключителю. Вследствие этого получили распространение РЗ на основе косвенного контроля теплового состояния электрических машин и аппаратов.

Ранее были рассмотрены аналоговые защиты от перегрузки с действием на сигнал или на отключение в зависимости от конкретных требований, связанных, как правило, с технологическим процессом производства. В таких РЗ повышение температуры контролируется по значению и длительности протекания тока, не

учитываются температурные свойства защищаемого объекта и температура окружающей среды. Повышение температуры защищаемого объекта вследствие роста тепловой энергии, выделяемой токами КЗ и перегрузки, может привести к повреждению электрооборудования. В то же время температура отдельных элементов оборудования энергосистем (обмоток двигателей, генераторов, трансформаторов) может сильно повростать и при отсутствии КЗ, например вследствие увеличения тока нагрузки.

Косвенный контроль температуры проводника путем измерения протекающего по нему тока лежит в основе и теплового расцепителя с биметаллической пластинкой, и индукционного реле. Однако механические устройства нестабильны, сложны в производстве и работают с большой погрешностью. Существенный прогресс в этом направлении был достигнут с переходом на электронную элементную базу построения тепловых реле. Впервые в отечественной практике тепловая электронная защита в аналоговом варианте появилась в начале 80-х гг. XX в. в составе комплектного устройства ЯРЭ2201 (модуль Т0210). В настоящее время при создании РЗ от перегрузок используют микропроцессоры.

Процесс нагрева проводника протекающим по нему током хорошо изучен и описан в специальной литературе. Теплота, выделяющаяся в единичном проводнике или во всех проводниках обмотки, частично отводится в охлаждающую среду, а частично идет на нагрев самого проводника. С достаточной для целей РЗ точностью процесс нагрева может быть описан линейным дифференциальным уравнением первого порядка.

Постоянная времени нагрева определяется конструкцией оборудования и условиями охлаждения. Например, в электрических машинах условия охлаждения существенно зависят от того, вращается ли ротор машины или остается неподвижным. Так, у остановленного электродвигателя вследствие ухудшения вентиляции постоянная времени охлаждения обмотки увеличивается в 1,5–2 раза.

Ток перегрузки в общем случае изменится во времени, а начальная температура существенно зависит от предыдущего режима. Отслеживание текущего значения температуры обмотки обеспечивается непрерывным численным интегрированием получаемого при решении дифференциального уравнения первого порядка. Предельная температура, при достижении которой происходит отключение, принимается за 100 %.

При реализации цифровой защиты необходимо пользоваться общим численным решением дифференциального уравнения нагрева и охлаждения, описывающим любые изменения тока. По известной упрощенной тепловой модели процесса нагрева можно вычислить текущую температуру на основе предыдущей



Рис. 15.7. Функциональная схема цифровой защиты от перегрузок.

$I_{отс}$ — длительно допустимый ток, соответствующий полной нагрузке электроустановки; $I_{отс}$ — ток, при котором происходит отключение электроустановки, обычно $I_{отс} = 1,05I_n$; Δv — текущее преобразование температурой проводника температурой окружающей среды; $K_о$ — коэффициент охлаждения обмотки; $I_n = I/I_n$

температуры. При этом значение температуры окружающей среды либо принимается как известная постоянная, либо вводится непрерывно в программу с помощью преобразователя температуры, отслеживающего температуру окружающей среды.

При таком подходе учитывается тепловая способность электрооборудования, поэтому защита от перегрузки, связанной с нагревом его отдельных элементов, получается корректной и обоснованной.

Функциональная схема цифровой защиты от перегрузок приведена на рис. 15.7. Максиселектор $U1$, выбирая максимальный фазный ток, обеспечивает правильную работу РЗ при различных видах повреждений и аномальных режимах работы электроустановки. Узел $U2$ формирует сигнал, пропорциональный тепловым потерям в проводнике, т. е. квадрату тока электроустановки. Звено $U3$, выполняющее операцию интегрирования, состоит из формирователя приращенный сигнала на выходе интегратора $\Delta X/\Delta T (U31)$ и сумматора ($U32$), на выходе которого формируется относительное значение текущей температуры Δv . Предельная температура, при которой должно произойти отключение, принимается за 100%. При достижении температурой 100%-го значения срабатывает компаратор $SF1$, формирующий сигнал на отключение.

Упомянутая модель нагрева проводника приемлема только в том случае, когда ток электроустановки в нормальных эксплуатационных режимах никогда не превышает длительно допустимого значения I_n . Для электродвигателей эта модель непригодна, так как устройство РЗ электродвигателя от перегрузки должно учитывать различные условия пуска. Кроме того, при отключенном состоянии электродвигателя постоянная времени должна автоматически увеличиваться в несколько раз для учета ухудшения условий охлаждения обмотки.

При расчете уставок и параметров настройки защиты на основе моделирования процесса нагрева возникают определенные затруднения. Так как моделирование процесса нагрева с помо-

щью дифференциального уравнения первого порядка дает приближенную картину, то в общем случае перегрузочная характеристика объекта защиты и времятоковая характеристика устройства защиты не совпадают.

В рекомендациях по выбору уставок для подобной защиты шведской фирмы АВВ (на базе реле SPAM1500) в качестве базисной расчетной точки принимается точка, соответствующая времени нахождения двигателя под током, в 6 раз превышающим номинальный. При любом подходе защита должна быть настроена так, чтобы ее времятоковая характеристика с некоторым запасом проходила ниже перегрузочной характеристики.

15.8. Цифровая токовая отсечка

Быстродействующие токовые отсечки электродвигателя (или линии с двигательной нагрузкой) приходится существенно загрубить для отстройки от пусковых токов. Поскольку режим пуска имеет гораздо меньшую продолжительность, чем рабочий режим, более разумным было бы загрубить защиту только на время пуска. Однако схема выявления режима пуска достаточно сложна, чтобы реализовать ее на базе отдельных реле, поэтому указанный способ до появления цифровых РЗ не находит должного распространения. Для цифровых РЗ подобная задача сводится к реализации довольно простых алгоритмов.

На рис. 15.8, а представлена схема отстройки отрезки с помощью цифрового реле при пуске электродвигателя. В данной схеме токовая отсечка выполнена на базе измерительных органов $KI1$ и $KT1$. Наряду с основным токовым органом $KI1$ имеются еще три (реле $KA2 \dots KA4$) с токами срабатывания, близкими соответственно $0,1I_n$, $1,5I_n$, $1,25I_n$, где I_n — ток нагрузки защищаемой линии в установленном режиме. Режим пуска обнаруживается по факту нарастания тока от нулевого значения до значения, соответствующего пусковому режиму. Это фиксируется по последовательному срабатыванию токовых органов с уставками $0,1I_n$ и $1,5I_n$. Если нарастание тока между отмеченными пределами происходит за время не более 60 мс, то элемент времени $KT2$ успевает сформировать выходной сигнал до того, как он будет заблокирован сигналом от токового органа $KA3$. Выходной сигнал элемента времени $KT2$ переводит триггер $DD1$ в состояние, обеспечивающее загрузление уставки основного токового органа $KI1$ в 2 раза. По окончании режима пуска ток линии снижается, что приводит к появлению сигнала высокого уровня на выходе токового органа $KA4$, имеющего уставку $1,25I_n$. В случае формирования им устойчивого сигнала в течение заданного времени (на-

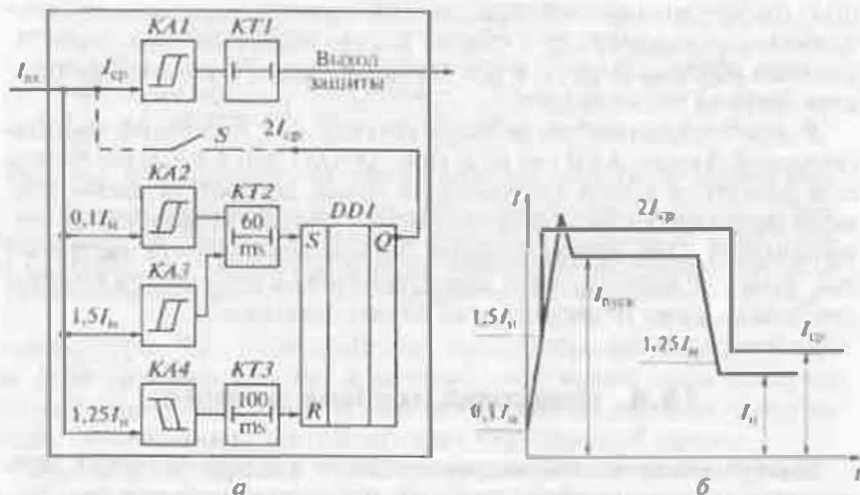


Рис. 15.8. Функциональная схема (а) и график (б) отстройки отсечки по пусковому току

пример, 100 мс) на R -входе триггера $DD1$ появляется сигнал и триггер возвращается в исходное состояние.

На рис. 15.8, б дан график, поясняющий отстройку отсечки по пусковому току электродвигателя.

В устройствах защиты обычно предусматривается возможность отказа от выполнения рассмотренной функции. Для этого в схему вводится программный ключ S (см. рис. 15.8, а).

15.9. Цифровая защита от междуфазных КЗ

При выборе типа цифровой РЗ и уставок ее срабатывания для устранения междуфазных КЗ главной задачей является обеспечение минимально возможного времени отключения участков с междуфазными КЗ.

Ускорение отключения участка с междуфазным КЗ в энергосистемах уменьшает размеры повреждения электрооборудования и стоимость восстановительных работ, повышает процент успешных действий АПВ и АВР и, следовательно, уменьшает вероятность и длительность перерыва электроснабжения. Уменьшая время отключения участка с КЗ, достигают существенного снижения расхода металла благодаря возможности выбора прокладок и кабелей меньших сечений. Эффект оказывается еще больше при использовании таких функций цифровых устройств РЗ, как ускорение отключения до или после АПВ, логическая защита шин и др.

Чтобы использовать полностью возможности цифровой РЗ для быстрого селективного отключения участков с междуфазным КЗ, необходимо учитывать следующее:

- для участков сетей, состоящих из нескольких последовательно включенных линий, надо применять реле с трехступенчатой МТЗ;

- при выборе уставок срабатывания необходимо рассматривать возможность использования третьей (чувствительной) ступени МТЗ с обратной зависимой времятоковой характеристиккой. В ряде случаев это позволяет существенно снизить время устранения КЗ на головных участках по сравнению с вариантом использования МТЗ с независимым от тока (фиксированным) временем срабатывания;

- рекомендуется использовать обратную зависимость характеристики третьей ступени и цифровой РЗ (называемую нормальной), которая обеспечивает наименьшее время отключения участков с КЗ, а также наилучшую селективность при взаимодействии с имеющимися на смежных участках сети защитами на базе стандартных отечественных электромеханических и статических реле;

- при использовании третьей ступени с фиксированным временем срабатывания, а также второй ступени (отсечка с выдержкой времени), необходимо с учетом времени отключения выключателей уменьшать время ступеней селективности до 0,15...0,20 с, как это рекомендуется изготовителями цифровой РЗ;

- при выполнении АПВ шин, шин трансформаторов следует использовать ускорение РЗ после АПВ, а в необходимых случаях — ускорение РЗ до АПВ;

- для ускорения отключения участков с КЗ на шинах необходимо применить логическую защиту шин, предусмотренную в схемах цифровой РЗ.

Наряду с уменьшением времени действия РЗ от междуфазных КЗ важной задачей является повышение ее чувствительности за счет рационального выбора тока срабатывания: для токовых отсечек — путем использования имеющегося и цифровой РЗ автоматического заглубления при бросках тока включения; для чувствительной ступени — путем систематического анализа значений рабочих токов и максимумов нагрузки и токов самозапуска нагрузки после АПВ, которые фиксируются цифровой РЗ, а также другими регистраторами активных процессов.

В случае необходимости применения двух наборов уставок срабатывания цифровой РЗ всеми приведенными рекомендациями следует пользоваться при выборе уставок срабатывания обоих наборов. Однако при этом надо учитывать способ перехода от одного набора уставок срабатывания к другому. Переход происходит либо до появления напряжения от резервного источника ши-

тания (в бестоковую паузу в связи с отсутствием напряжения или по сигналу, поступающему по каналу связи от системы телеуправления), либо после подачи напряжения от резервного источника питания (в связи с изменением напряжения, мощности или по сигналу, поступающему по каналу связи от системы телеуправления). Это особенно важно для сетей с автоматическим резервированием и секционированием (с сетевым АВР).

Перечисленные преимущества цифровых устройств РЗ обеспечивают быстрое, надежное и селективное отключение участков с межфазным КЗ. Использование цифровой РЗ на реконструируемых системах электроснабжения требует дополнительных экономических обоснований.

15.10. Эксплуатация цифровых устройств релейной защиты

Надежность функционирования цифровой РЗ. Одной из особенностей цифровых устройств РЗ является относительная простота организации контроля исправности аппаратной части и программного обеспечения. Этому благоприятствует циклический режим работы микропроцессора по заложенной программе. Отдельные фрагменты этой программы и обеспечивают самотестирование устройства защиты.

В цифровых РЗ при самоконтроле часто используют определенные приемы. Так, неисправность тракта аналого-цифрового преобразования с большой глубиной охвата являющихся в него узлов обнаруживается путем периодического считывания (неизменного по времени) напряжения. Если микросер фиксирует расхождение между последним и ранее полученным результатом, то он формирует сигналы о неисправности.

Безусловно, тестирование не может обеспечить 100%-го выявления внутренних дефектов изделия. Реально тестированием удается охватить примерно 70...80 % всех элементов изделия.

Надежность функционирования любого устройства следует рассматривать в двух аспектах: надежность самого устройства и надежность функционирования всей системы, в состав которой входит данное устройство. Надежность аппаратной части какого-либо устройства, в первую очередь, определяется числом затраченных на его изготовление комплектующих изделий и их качеством. У аналоговых устройств объем аппаратной части растет пропорционально увеличению числа реализуемых функций и их сложности, у цифровых же устройств объем аппаратной части остается практически неизменным при вариациях сложности алгоритма в достаточно широких пределах.

В то же время для цифровых устройств характерен непрерывный автоматический контроль аппаратной части и программного обеспечения. Самоконтроль существенно повышает надежность цифровой РЗ как системы благодаря непосредственному оповещению персонала о случаях отказа аппаратной части. Это позволяет незамедлительно принимать меры по восстановлению работоспособности системы РЗ. В аналоговых системах РЗ, как правило, предусматривается лишь периодический тестовый контроль работоспособности аппаратной части, причем с участием человека. При периодическом контроле возможна эксплуатация неисправной системы РЗ в течение достаточно длительного времени — до момента очередной плановой проверки. Таким образом, можно говорить о более высокой надежности функционирования цифровых устройств.

Современное развитие электроэнергетики характеризуется рядом факторов, влияющих на уровень эксплуатационной надежности цифровой РЗ. Основными из них являются:

- либерализация рынка электроэнергии, приводящая к частым сменам режимов и конфигурации схемы энергосистемы и электросети и, следовательно, к изменению защитных функций и уставок РЗ;

- внедрение функционально более сложных по сравнению с предыдущими поколениями цифровых РЗ;

- старение аппаратуры РЗ предыдущих поколений.

Такие факторы, как ошибки при вводе цифровой РЗ в эксплуатацию, возможные неисправности РЗ, возникшие в процессе эксплуатации вследствие отказов, сбоя программы или других причин, в том числе и недостаточной квалификации обслуживающего персонала, могут привести к тому, что на первоначальных этапах эксплуатационная надежность цифровой РЗ может оказаться ниже, чем у защит предыдущих поколений.

Для устранения возможных отказов цифровой РЗ проводится испытание защиты, которые позволяют выявить ее скрытые недостатки. Кроме того, необходимо обоснованно выбирать вид и функции РЗ, ее параметры и уставки, а также варианты возможных изменений в схемах электроснабжения. Цифровые РЗ могут иметь до нескольких сотен параметров и уставок, десятки дискретных входов и выходов и формировать множество сообщений различного вида. В этих условиях важно обеспечить приемлемость настройки многочисленных параметров и уставок. Большинство цифровых РЗ дополняется служебными программами, обеспечивающими ввод параметров и уставок через служебный порт с ПК.

Цифровые РЗ являются существенно более надежными по сравнению с РЗ предыдущих поколений с точки зрения возможности аппаратных отказов вследствие старения.

Помехозащищенность цифровой РЗ. Под помехозащищенностью понимают способность аппаратуры правильно функционировать в условиях электромагнитных помех. Необходимая помехозащищенность обеспечивается при выполнении следующих условий:

- исключение требуемого превышения уровней информационных сигналов над уровнем помех. В этой связи в энергетике используются сигналы с номинальными уровнями 1 А и более, 100 В и выше;
- правильная прокладка линий связи датчиков информации с устройствами РЗ, а при необходимости — защита линий связи от действия помех и проявления самих помех;
- правильное конструирование аппаратной части устройств РЗ;
- правильное исполнение систем питания;
- соблюдение необходимых мер по заземлению конструкции устройств РЗ;
- экранирование кабелей связи и др.

Основными причинами возникновения помех на энергообъектах являются:

- короткие замыкания в высоковольтной сети с заземленной нейтралью. Токи, протекающие при КЗ по отдельным заземляющим устройствам, обуславливают в общем случае (особенно при некачественном заземлении) неодинаковость потенциалов заземленных устройств. В результате во вторичных кабелях и на входе устройств заводятся токи и напряжения с преобладающей составляющей основной частоты;
- грозовые разряды, явления, связанные со срабатыванием высоковольтных разрядников. Высокочастотный характер грозового разряда определяет значительно большее результирующее сопротивление заземления, чем при протекании токов основной частоты при КЗ и, следовательно, большие высокочастотные (импульсные) помехи во вторичных цепях, обусловленные неодинаковыми потенциалами заземляющих элементов;
- переходные процессы в первичных цепях при коммутациях силовыми выключателями и разъединителями;
- переходные процессы во вторичных цепях при коммутациях низковольтного оборудования;
- высокочастотные поля, создаваемые радиопередающими устройствами, блоками питания и др.;
- электростатические разряды.

Напряжения источников помех могут достигать достаточно больших значений. Перепады напряжения между отдельными элементами заземленной системы составляют десятки киловольт при КЗ на землю и грозовых разрядах и единицы киловольт при коммутациях силового оборудования. Возникающие при этом вы-

сокочастотные составляющие токов, стекающих на землю, создают перепады напряжения высокой частоты между заземляющими устройствами. Следствием этого является повышение потенциала заземленного вторичного оборудования и увеличение нагрузки на его изоляцию.

Производственные помех во вторичные цепи происходят через измерительные ТТ и ТН и соответствующие кабели связи, через цепи управления, соединяющие вторичную аппаратуру между собой и с первичным оборудованием, через присоединения высокочастотной аппаратуры антенны и связи. Помехи передаются также на проходящие по подстанции кабели путем наводок от токов высоковольтных шинопроводов и от уравнивающих токов между заземляющими устройствами.

Если не принимать специальных мер, то указанные помехи могут привести к повреждению малоомощных электронных компонентов цифровой РЗ, имеющих низкие уровни допустимых напряжений. Другим следствием воздействия помех является неправильное функционирование цифровой РЗ под их влиянием, излишние действия или отказы и срабатывания.

Эффективность экранирования кабелей связи. В условиях повышенного уровня электромагнитных помех при плохих контурах заземления применяют экранированные кабели. Экранирующее действие металлической оболочки кабеля объясняется тем, что в ней наводятся токи, создающие поле, которое компенсирует вызывающее их внешнее поле. Для эффективного экранирования толщина стенок экрана должна быть соизмерима с длиной волны электромагнитного поля в веществе экрана. Например, на промышленной частоте 50 Гц медный экран эффективен лишь при толщине стенок 6 см, а стальной — при толщине 4,5 м. Несмотря на очевидные достоинства ферромагнитных экранов на практике применяют экраны из хорошо проводящих материалов, так как магнитная проницаемость ферромагнитных веществ сильно зависит от напряженности внешнего поля. При насыщении ферромагнитного экрана его экранирующие свойства резко ухудшаются.

Кабели с экранами из немагнитного материала наиболее эффективны при защите от электростатических и высокочастотных электромагнитных полей. Для защиты от низкочастотных электромагнитных полей потребовались бы толстостенные ферромагнитные экраны, что практически невыполнимо при протяженных трактах передачи. От этих полей защищаются скруткой жил кабеля, которая уменьшает площадь контура, образуемого жилами и выравнивает перекрестные емкости и взаимоиндуктивности проводов. Поскольку помехами часто являются грозовые и коммутационные перенапряжения, представляющие собой кратко-

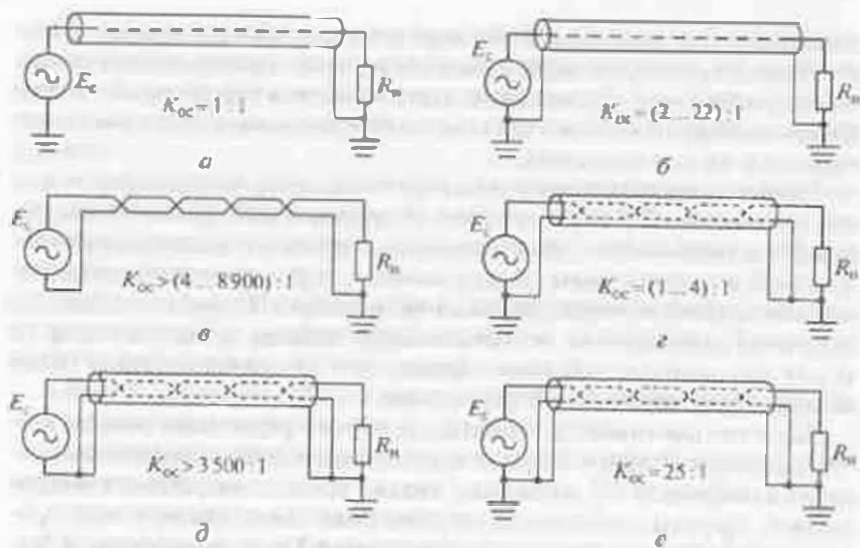


Рис. 15.9. Варианты (а...е) соединения источника сигнала E_c с нагрузкой R_n

K_{osc} — коэффициент ослабления помехи

временные импульсы и ВЧ-колебания, примененные немагнитных экранов оправдано, так как основная энергия таких помех сосредоточена в высокочастотной области.

Эффективность действия экранов зависит не только от частотного спектра помехи, но и от схемы их заземления, расположения жил кабеля внутри экрана. На рис. 15.9 представлены различные варианты соединения источника сигнала E_c с приемником (нагрузкой R_n) и приведены коэффициенты ослабления помехи. В качестве исходного выбран простейший вариант, когда кабель содержит один сигнальный провод (рис. 15.9, а). Снижение уровня наводок в схемах, приведенных на рис. 15.9, б...г, обусловлено уменьшением эффективной площади контура рабочего сигнала. По этой причине в качестве проводников измерительной цепи применяют жилы, принадлежащие одному контрольному кабелю, и ни в коем случае не используют жилы разных кабелей. При незаземленном источнике или нагрузке (рис. 15.9, в, д) полезный сигнал распространяется по обратному проводу или экрану кабеля, что уменьшает эффективную площадь контура и тем самым снижает уровень помех. Если ток экрана искажает рабочий сигнал, то экран следует заземлять в одной точке: у источника для уменьшения излучаемых помех или у нагрузки для снижения уровня воспринимаемых помех. Экраны кабелей высокочастотных сигналов заземляют у концов, а также по их длине не

менее чем через каждые $0,2\lambda$, где λ — длина волны электромагнитного поля.

Прокладка линий связи даже неэкранированным контрольным кабелем вблизи хорошо заземленного проводника (шпильной заземления, металлоконструкциями и т. п.) способствует снижению уровня наводочных помех.

В энергетике требования безопасности диктуют свои нормы в части заземления экранов кабелей. Практические рекомендации по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций от действия импульсных помех содержатся в соответствующих методических указаниях.

Техническое обслуживание цифровых РЗ. Все виды технического обслуживания, их программы и периодичность проведения регламентируются правилами технического обслуживания устройств РЗ. Требования к техническому обслуживанию конкретного устройства РЗ (объемы, периодичность и методы обслуживания) определяются его изготовителем и включаются в ТЗ, ТУ и инструкции по эксплуатации. Как правило, подготовка цифровой устройства РЗ к работе предусматривает внешний осмотр, проверку сопротивления изоляции, выставление и проверку уставок, тестовую проверку и соответствие с техническим обслуживанием.

Цифровые устройства защиты более информативны и существенно отличаются по конструктивному исполнению от их аналоговых предшественников. Встраиваемые системы самодиагностики и контроля, как правило, выводят на дисплей код неисправности, что упрощает поиск поврежденного узла. Однако даже самые совершенные принципы не могут обеспечить 100%-ный самоконтроль. Поэтому микропроцессорные устройства должны подвергаться техническому обслуживанию с участием персонала.

Благодаря высокой информативности цифровых устройств РЗ их неисправность, а также неисправности в цепях измерительных трансформаторов, приводов выключателей могут быть обнаружены косвенными способами. Практически все цифровые устройства могут предоставить информацию о контролируемых величинах, входных и выходных сигналах управления. Анализируя эти данные, можно одновременно обнаружить сбои во входных и выходных цепях. По информации, запоминаемой в аварийных режимах (значения токов КЗ, время запуска тех или иных измерительных органов и т. д.), можно убедиться в правильном согласовании уставок как данного устройства РЗ, так и других смежных участков.

Традиционный способ проверки РЗ путем подачи внешних сигналов от устройства проверки с контролем основных параметров релейных органов (порога срабатывания, коэффициента возврата, времени срабатывания и т. д.) также упрощается, если защита выполнена на базе микропроцессорного устройства.

Малое потребление по цепям тока и напряжению позволяет автоматизировать процесс проверки с помощью специально оборудованного, которое сводит к минимуму участие человека и проведение проверки и оформления отчетности. Сохранение результатов проверки в виде файлов позволяет сопоставлять результаты проверок, проведенных в разное время. Значения уставок цифровой РЗ могут быть получены с помощью ЭВМ и при необходимости оформлены в виде документа.

При работе с микропроцессорными устройствами РЗ принимают все меры, исключающие повреждение электронных компонентов статическим электричеством. При ремонте аппаратуру располагают на заземленном токопроводящем столе. Тело работающего должно иметь потенциал стола, что обычно обеспечивается с помощью заземленного кольца или браслета. Такие меры защиты обусловлены тем, что электрический заряд, находящийся на теле человека, способен разрушить микронные структуры, причем статическое электричество может и не вызвать выход изделия из строя сразу же, но предрасположит это изделие к отказу в будущем.

При обслуживании микропроцессорных устройств нельзя расстыковывать и состыковывать разъемные соединения блоков устройства, когда оно находится под напряжением. Это правило обусловлено не столько соображениями техники безопасности (уровни напряжения в микропроцессорных устройствах, как правило, не превышают 36 В), сколько высокой вероятностью выхода из строя интегральных микросхем при несоблюдении очередности подключения внешних цепей. На микросхему должно быть подано сначала напряжение питания и только затем — входные сигналы.

15.11. Оценка цифровых РЗ

Устройства РЗ, выполненные на электромеханических, полупроводниковых и интегральных реле, несмотря на различные конструктивные варианты имеют одну общую особенность — жесткую логику. Эти устройства еще долго будут находить применение, особенно для защиты от простых повреждений, однако рано или поздно им на смену придет новое поколение защит с цифровой обработкой информации.

Цифровую РЗ отличают высокий уровень унификации элементов, гибкости, возможность реализации сложных алгоритмов выявления повреждений, развитая система функционального контроля, меньшие расходы на обслуживание. Информационное обеспечение цифровой РЗ основано на параметрах входных сиг-

налов. К этим параметрам относятся амплитуды, фазовые сдвиги и частоты, а также интегральные значения сигналов.

Помехи, вызванные переходными процессами и сопровождающиеся появлением апериодических и гармонических составляющих, обуславливают негладности сигналов, снижаемые предварительной фильтрацией входных токов и напряжений.

Цифровые РЗ имеют следующие преимущества по сравнению с традиционными РЗ, выполненными на электромеханических и статических реле:

- надежность, быстроедействие, непрерывные автоматические контроль неприкосновенности и диспетчеризация;
- возможность реализации более сложных и совершенных алгоритмов управления, удобства настройки, наладки и эксплуатации;
- возможность осциллографирования и запоминания параметров аварийных процессов;
- интеграция (объединение) систем оперативного и интеллектуального управления, позволяющая создать терминал в пределах одного защищаемого объекта;
- практически полное отсутствие зависимости работы цифровых РЗ от обслуживающего персонала за исключением тех случаев, когда для реализации сложных алгоритмов требуется соответствующая квалификация персонала для правильного выбора параметров срабатывания цифровых РЗ;
- низкое потребление по входным цепям тока и напряжения, что снижает нагрузку на ТТ и ТН, позволяет использовать современное оборудование для автоматизированной проверки цифровых РЗ;
- возможность реализации качественно новых защитных функций.

Цифровая РЗ обладает рядом уникальных достоинств, среди которых наиболее значимым является автоматическая непрерывная самодиагностика, которая обеспечивает высокую надежность срабатывания этих РЗ и позволяет существенно сократить объемы и сроки периодических профилактических проверок защитных устройств.

Цифровые защиты обеспечивают более быстрое отключение участков с КЗ, чем электромеханические защиты. Для электрооборудования цифровая РЗ позволяет осуществлять так называемые профилактические защиты от опасных ненормальных режимов, предотвращающие возникновение КЗ. Применение цифровой РЗ снижает ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям и затраты на обслуживание и ремонт электрооборудования.

В цифровой РЗ предусмотрена возможность получения информации о токах и напряжениях защищаемого элемента как от тра-

диционных электромагнитных трансформаторов тока и напряжения, так и от малогабаритных воздушных трансформаторов (датчиков) типа катушки Роговского. Отсутствие в указанных датчиках нелинейного ферромагнитного сердечника (магнитопровода) обуславливает малую погрешность преобразования первичных величин во вторичные и широкий диапазон измерения первичных значений тока. Основными недостатками катушки Роговского являются малая выходная мощность и низкий уровень выходного сигнала, что служит препятствием при согласовании с электромеханическими реле.

Наряду с достоинствами у цифровой РЗ имеются недостатки: малая помехоустойчивость, слабый выходной сигнал, что делает необходимым применение специальных усилителей, а также использование промежуточных электромеханических реле для связи с приводом выключателя.

Переход на цифровые устройства в РЗ, а точнее, на цифровые способы обработки информации не привел к появлению новых принципов построения защиты электрооборудования, но существенно улучшил эксплуатационные качества реле.

Самоконтроль значительно повысил надежность цифровых РЗ, так как появилась возможность своевременно оповещать персонал об отказах в аппаратной и программной частях, что позволяет принимать немедленные меры по восстановлению работоспособности РЗ.

Появление цифровых устройств РЗ не означает полный отказ от использования традиционных электромагнитических устройств. Там, где последние обеспечивают требуемые чувствительность, быстрдействие, надежность и избирательность, их надо применять в полной мере, так как электромагнитические устройства РЗ более экономичны и просты. Кроме того, накоплен большой опыт по их обслуживанию.

Контрольные вопросы

1. Каковы основные причины применения микропроцессорной (цифровой) защиты?
2. Какие недостатки имеет микропроцессорная защита?
3. Что является датчиками для микропроцессорных защит?
4. Как устроена катушка Роговского?
5. Как работает токовая микропроцессорная защита?
6. В чем существенное преимущество микропроцессорной защиты двигателя от перегрузки от аналогичной защиты, выполненной на электромагнитических реле?
7. Чем обеспечится необходимая помехозащищенность цифровой РЗ?

ПРИЛОЖЕНИЕ

Расчет релейной защиты цеховых трансформаторов

Задание: выбрать тип защиты и определить ток срабатывания защиты и реле цехового трансформатора типа ТМ. Основные данные трансформатора: номинальная мощность $S_{\text{ном}} = 630 \text{ кВ} \cdot \text{А}$; отношение номинальных первичного и вторичного напряжений $U_{1\text{ном}}/U_{2\text{ном}} = 6,3/0,4$; относительное напряжение КЗ трансформатора $u_k = 5,5\%$; схема соединения обмоток «треугольник» — «звезда» с нулевым выводом; номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}} = 57,8 \text{ А}$; номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}} = 910 \text{ А}$.

Рассмотрим защиту цехового трансформатора при междуфазных КЗ в обмотках и на выводах ВН, а также при перегрузке.

Для защиты трансформатора при междуфазных КЗ в обмотках и на выводах ВН примем ТО без выдержки времени с использованием реле типа РТ-40. Схема соединения ТТ — исполняя «звезда».

Ток срабатывания защиты (отсечки) определим по формуле

$$I_{\text{с.з.}} = k_{\text{отс}} I_{\text{н.з.}}$$

где $k_{\text{отс}}$ — коэффициент отстройки (примем $k_{\text{отс}} = 1,4$); $I_{\text{н.з.}}$ — ток, проходящий через ТТ защиты при трехфазном КЗ на стороне НН.

Найдем $I_{\text{н.з.}}$ по формуле

$$I_{\text{н.з.}} = I^{(3)} = \frac{I_{1\text{ном}}}{u_k} = \frac{57,8 \cdot 100}{5,5} = 1050 \text{ А}$$

где $I^{(3)}$ — ток трехфазного КЗ.

Отсюда $I_{\text{с.з.}} = 1,4 \cdot 1050 = 1470 \text{ А}$.

Ток срабатывания реле $I_{\text{ср}} = \frac{k_{\text{отс}} I_{\text{с.з.}}}{k_{\text{ТТ}}} = \frac{1470}{150 \cdot 5} = 49 \text{ А}$.

На основании полученных значений выбираем реле тока РТ-40/100 и промежуточное реле РТ-26.

Для защиты цехового трансформатора при перегрузке примем МТЗ, устанавливаемую со стороны ВН трансформатора, выполняемую с помощью одного токового реле, включенного на фазный ток, и действующую на сигнал с выдержкой времени. Максимальную токовую защиту отстраиваем от номинального тока трансформатора.

Ток срабатывания защиты $I_{\text{с.з.}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_0} I_{1\text{ном}} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 57,8 = 75,8 \text{ А}$.

Ток срабатывания реле $I_{\text{ср}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{ТТ}}} I_{\text{с.з.}} = \frac{1,05 \cdot 75,8}{150 \cdot 5} = 2,53 \text{ А}$.

Выдержку времени МТЗ выбираем больше времени защиты трансформатора от КЗ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Александров А. М. Выбор уставок срабатывания защиты асинхронных электродвигателей напряжением выше 1 кВ / А. М. Александров. — М.: ИТФ «Энергопрогресс». — Вып. 2. — 1998.
2. Андресен В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учебник для вузов / В. А. Андресен. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Высш. шк., 1991.
3. Барзам А. Б. Системная автоматика / А. Б. Барзам. — 4-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1989.
4. Беркович М. А. Основы автоматики энергосистем / М. А. Беркович, А. Н. Комаров, В. А. Семенов. — М.: Энергоиздат, 1981.
5. Гельфанд Я. С. Релейная защита распределительных сетей / Я. С. Гельфанд. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1987.
6. Киреева Э. А. Автоматизация и экономика электроэнергетики в системах промышленного электроснабжения: справочные материалы и примеры расчетов / Э. А. Киреева, Т. Юнес, М. Айюби. — М.: Энергоатомиздат, 1998.
7. Киреева Э. А. Автоматизация управления промышленным электроснабжением / Э. А. Киреева, Э. А. Соскин. — М.: Энергоатомиздат, 1990.
8. Киреева Э. А. Расчеты релейной защиты и автоматики / Э. А. Киреева, С. С. Бадрухина. — М.: Изд-во МЭИ, 1985.
9. Киреева Э. А. Проектирование релейной защиты автоматики и телемеханики / Э. А. Киреева, С. С. Бадрухина. — М.: Изд-во МЭИ, 1982.
10. Крищенко В. В. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учеб. пособие для вузов / В. В. Крищенко, В. Н. Нопелья. — М.: Энергоиздат, 1981.
11. Оичинников В. В. Автоматическое повторное включение / В. В. Оичинников. — М.: Энергоатомиздат, 1986.
12. Правила устройства электроустановок. — 7-е изд. — СПб.: Изд-во ДЕАН, 2004.
13. Федосеев А. М. Релейная защита электроэнергетических систем: релейная защита сетей: учеб. пособие для вузов / А. М. Федосеев. — М.: Энергоатомиздат, 1984.
14. Чернобровов Н. В. Релейная защита энергетических систем: учеб. пособие для техникумов / Н. В. Чернобровов, В. А. Семенов. — М.: Энергоатомиздат, 2007.
15. Шабал М. А. Защита трансформаторов распределительных сетей / М. А. Шабал. — М.: Энергоиздат, 1981.
16. Шабал М. А. Автоматизация распределительных электрических сетей с использованием цифровых реле / М. А. Шабал. — М.: ИТФ «Энергопрогресс», 2000. — Вып. 9 (21).
17. Шуш В. А. Защита от замыканий на землю в электрических сетях 6—10 кВ / В. А. Шуш, А. В. Гусенков. — М.: ИТФ «Энергопрогресс», 2001. — Вып. 11 (35).

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Перечень принятых сокращений	4
Глава 1. Повреждения и аномальные режимы работы в электроэнергетических системах	6
1.1. Общие сведения	6
1.2. Виды повреждений	7
1.3. Аномальные режимы	9
Глава 2. Принципы выполнения релейной защиты. Электромагнитные реле	11
2.1. Общие принципы выполнения релейной защиты	11
2.2. Изображение реле и их контактов на принципиальных схемах релейной защиты	14
2.3. Общие сведения об электромагнитных реле	16
2.4. Электромагнитные реле	16
2.4.1. Устройство и принцип действия электромагнитных реле	16
2.4.2. Токи срабатывания и возврата реле, коэффициент возврата	18
2.4.3. Электромагнитные реле тока	19
2.4.4. Электромагнитные реле напряжения	20
2.4.5. Промежуточные электромагнитные реле	21
2.4.6. Реле с кристаллическими магнитопроводами и контактами	25
2.4.7. Электромагнитные указательные реле	26
2.4.8. Электромагнитные реле времени	27
2.4.9. Электромагнитные поляризованные реле	29
2.5. Индукционные реле	30
2.5.1. Принцип действия индукционных реле	30
2.5.2. Индукционные измерительные реле тока	32
2.5.3. Индукционные реле направленной мощности	35
Глава 3. Общие сведения о релейной защите	38
3.1. Источники оперативного тока и их характеристика	38
3.1.1. Наличие тока оперативного тока	38
3.1.2. Постоянный оперативный ток	39
3.1.3. Переменный оперативный ток	42
3.1.4. Выпрямленный оперативный ток	44
3.2. Основные требования, предъявляемые к релейной защите	47
Глава 4. Максимальные токовые защиты и токовые отсечки	52
4.1. Максимальная токовая защита	52
4.1.1. Принцип действия и селективность МТЗ	52
4.1.2. Выбор тока срабатывания	53
4.1.3. Выбор выдержки времени	55

4.1.4. Схемы МТЗ	55
4.1.5. Согласование защит по чувствительности	58
4.1.6. Оценка МТЗ	59
4.2. Токовая отсечка	60
4.2.1. Назначение и принцип действия ТО	60
4.2.2. Минимальные ТО на линиях с односторонним питанием	61
4.2.3. Минимальные ТО на линиях с двусторонним питанием	63
4.2.4. ТО с выдержкой времени	64
4.2.5. ТО с пуском (блокировкой) по напряжению	66
4.2.6. Оценка ТО	67
Глава 5. Токовые направленные защиты	69
5.1. Назначение и принцип действия токовых направленных защит	69
5.2. Зона каскадного действия и мертвая зона направленных МТЗ	71
5.3. Ток срабатывания направленных МТЗ	72
5.4. Выдержки времени направленных МТЗ	73
5.5. Реле направления мощности	75
5.6. Оценка направленных МТЗ	76
Глава 6. Защита от замыканий на землю в электрических сетях	78
6.1. Назначение защит от замыканий на землю	78
6.2. Защита от однофазных замыканий на землю в сети с изолированной нейтралью	79
6.3. Требования к защите от однофазных замыканий на землю	84
6.4. Выполнение защиты	84
6.5. Оценка токовой защиты нулевой последовательности в сети с изолированной нейтралью	88
6.6. Защита от однофазных коротких замыканий на землю в сети с глухозаземленной нейтралью	90
6.6.1. Особенности сетей с глухозаземленной нейтралью	90
6.6.2. Схема и принцип действия МТЗ нулевой последовательности	90
6.6.3. Выбор уставок МТЗ нулевой последовательности	92
6.6.4. Токовые направленные защиты нулевой последовательности	93
6.6.5. О других типах защит нулевой последовательности	95
6.7. Оценка токовых защит нулевой последовательности в сети с глухим замыканием нейтрали	95
Глава 7. Дифференциальная, дистанционная и высокочастотные защиты линий	97
7.1. Назначение и виды дифференциальной защиты линий	97
7.2. Продольная дифференциальная защита линий	98
7.2.1. Принцип действия защиты	98
7.2.2. Определение параметра срабатывания защиты	99
7.2.3. Выполнение продольной дифференциальной защиты линий и ее оценка	101

7.3. Поперечная дифференциальная защита линий	104
7.3.1. Принцип действия защиты	104
7.3.2. Токовая поперечная дифференциальная защита	105
7.3.3. Направленная поперечная дифференциальная защита	106
7.3.4. Оценка и область применения защиты	109
7.4. Дистанционная защита линий	110
7.4.1. Назначение и принцип действия дистанционной защиты	110
7.4.2. Выполнение и работа дистанционной защиты	113
7.4.3. Оценка дистанционной защиты	115
7.5. Высокочастотные защиты	116
7.5.1. Назначение и виды высокочастотных защит	116
7.5.2. Принцип действия направленной защиты с ВЧ-блокировкой	116
7.5.3. Принципы выполнения и работы высокочастотной части защиты	118
7.5.4. Оценка и области применения высокочастотных защит	119
Глава 8. Защита силовых трансформаторов	121
8.1. Основные виды повреждений и аномальных режимов работы трансформаторов	121
8.2. Защита трансформаторов от междуфазных КЗ в обмотках и на их выводах	122
8.2.1. Виды защит	122
8.2.2. Ток небаланса и дифференциальной защите трансформаторов	124
8.2.3. Расчет дифференциальной защиты трансформаторов	126
8.3. Защита трансформаторов от внешних КЗ	129
8.4. Защита трансформаторов от перегрузки	135
8.5. Газовая защита трансформаторов	135
8.5.1. Назначение и принцип действия газовой защиты	135
8.5.2. Совершенствование конструкции газовой реле	138
8.6. Схема защиты пикового трансформатора	140
Глава 9. Защита электродвигателей и сборных шин	144
9.1. Основные виды повреждений и аномальных режимов электродвигателей	144
9.2. Защита электродвигателей от междуфазных КЗ	149
9.3. Защита электродвигателей от перегрузки	155
9.4. Защита электродвигателей от понижения напряжения	155
9.5. Защита электродвигателей от однофазных замыканий обмотки статора на землю	161
9.6. Особенности защиты синхронных электродвигателей	166
9.7. Защита электродвигателей напряжением до 1 кВ	169
9.8. Защита сборных шин	174

Глава 10. Автоматическое повторное включение и автоматическое включение резерва	179
10.1. Назначение и основные требования, предъявляемые к устройствам АПВ	179
10.2. Классификация и характеристика устройств АПВ	183
10.3. Ускорение действия релейной защиты при АПВ	187
10.4. Принцип действия и схемы АПВ линий	188
10.5. Принцип действия и схемы АПВ шин	191
10.6. Принцип действия и схемы АПВ двигателей	192
10.7. Выбор уставок синхронных АПВ для линий с односторонним питанием	195
10.8. Назначение устройств АВР и основные требования, предъявляемые к ним	196
10.9. Принцип действия и схемы АВР на секционном выключателе	201
10.10. Принцип действия и схемы АВР шин	203
10.11. Принцип действия и схема АВР трансформаторов	204
10.12. Особенности выработки АВР при наличии синхронной нагрузки	206
Глава 11. Автоматическая частотная разгрузка и частотное автоматическое повторное включение	209
11.1. Назначение АЧР и основные требования, предъявляемые к устройствам АЧР	209
11.2. Принцип выполнения АЧР	211
11.3. Назначение ЧАПВ и основные требования, предъявляемые к устройствам ЧАПВ	214
11.4. Схемы АЧР и ЧАПВ	219
Глава 12. Устройства резервирования при отказах выключателей	222
12.1. Назначение и способы резервирования	222
12.2. Принципы действия и схема УРОВ	225
12.3. Выбор уставок УРОВ	231
Глава 13. Противоядерная автоматика	232
13.1. Назначение и виды устройств противоядерной автоматики	232
13.2. Принципы выполнения устройств противоядерной автоматики	233
13.3. Основные технические требования, предъявляемые к устройствам противоядерной автоматики	234
13.4. Примеры схем устройств противоядерной автоматики	234
Глава 14. Виды и принципы управления электрическими аппаратами и сигналами на подстанциях	238
14.1. Общие принципы управления электроустановками	238
14.2. Виды управления	239
14.3. Телемеханические системы	241
14.4. Системы ТУ—ТС	245
14.5. Телемеханика и диспетчеризация	247

Глава 15. Микропроцессорные (цифровые) релейные защиты	251
15.1. Общие сведения	251
15.2. Характеристики основных узлов цифровых устройств РЗ	255
15.3. Производные каналы связи	261
15.4. Обработка информации в цифровых РЗ	263
15.5. Программное обеспечение и измерительные приборы цифровой защиты	264
15.6. Токовая цифровая защита	265
15.7. Цифровая защита от перегрузки	266
15.8. Цифровая защита от перегрева	269
15.9. Цифровая защита от межфазных КЗ	270
15.10. Эксплуатация цифровых устройств релейной защиты	272
15.11. Оценка цифровых РЗ	278
Приложение	281
Список литературы	282

Учебное издание

**Кирсева Эльвира Александровна
Цырук Сергей Александрович**

Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем

Учебник

Редакторы *Е. М. Зубкович, И. В. Мочалова*
Технический редактор *Е. Ф. Коржуева*
Компьютерная верстка: *Р. Ю. Волкова*
Корректоры *Т. Е. Форысенкова, Т. В. Кузьмина*

Изд. № 101113398. Подписано в печать 19.04.2010. Формат 60 × 90/16.
Гарнитура «Ньютон». Печать офсетная. Бумага офсетная № 1. Усл. печ. л. 18.0.
Тираж 3000 экз. Заказ № 29970.

Издательский центр «Академия», www.academia-moscow.ru
125252, Москва, ул. Зорге, д. 15, корп. 1, пом. 266.
Адрес для корреспонденции: 129085, Москва, пр-т Мира, 101 В, стр. 1, а/я 48.
Тел./факс: (495) 648-0507, 616-00-29.
Санитарно-эпидемиологическое заключение № 77.99.60.953.Д.007831.07.09 от 06.07.2009.

Отпечатано в соответствии с качеством предоставленных издательством
электронных носителей в ОАО «Саратовский полиграфкомбинат».
410004, г. Саратов, ул. Чернышевского, 59, www.sarpk.ru

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

ISBN 978-5-7695-5896-2



9 785769 558962

Издательский центр
«Академия»
www.academia-moscow.ru