

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего профессионального образования
«Забайкальский государственный университет»

Д. В. КОРЯКОВ

**РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА
И АВТОМАТИКА**

Учебное пособие

Чита
Забайкальский государственный университет
2015

УДК 621.3(075)

ББК 31.2я7

К 709

Рекомендовано к изданию учебно-методическим советом
Забайкальского государственного университета

Рецензенты

С. А. Филиппов, канд. техн. наук, доцент, ФГБОУ ВПО
«Забайкальский институт железнодорожного транспорта»

Д. А. Макаров, канд. техн. наук, ОАО «ТГК-14»

Коряков, Денис Валентинович
К 709 Релейная защита и автоматика : учеб. пособие / Д. В. Коряков ;
Забайкал. гос. ун-т. – Чита : ЗабГУ, 2015. – 145, [2] с.
ISBN 978-5-9293-1349-3

В учебном пособии рассмотрены основные сведения об устройствах релейной защиты и автоматики, в том числе, микро-процессорных. Изложены вопросы расчёта, устройства и схемных решений релейных защит элементов систем электроснабжения.

Издание предназначено для студентов направления подготовки 13.03.02 *Электроэнергетика и электротехника* всех форм обучения.

УДК 621.3(075)

ББК 31.2я7

ISBN 978-5-9293-1349-3

Забайкальский государственный
университет, 2015

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЕ И АВТОМАТИКЕ.....	6
1.1. Основная задача релейной защиты	6
1.2. Основные требования, предъявляемые к релейной защите.....	10
1.3. Изображение схем устройств релейной защиты и автоматики	14
2. РЕЛЕ КАК ОСНОВНОЙ ЭЛЕМЕНТ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ	17
2.1. Назначение и устройство реле	17
2.2. Классификация реле	18
2.3. Изображение реле и их контактов на принципиальных схемах.....	22
2.4. Основные сведения о микропроцессорных реле	24
3. ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА В СХЕМАХ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ.....	31
3.1. Назначение, устройство и принцип действия	31
3.2. Схема замещения и векторная диаграмма трансформатора тока	34
3.3. Погрешности трансформаторов тока	36
3.4. Схемы соединения трансформаторов тока	38
4. ОПЕРАТИВНЫЙ ТОК В СХЕМАХ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ	44
4.1. Назначение оперативного тока	44
4.2. Постоянный оперативный ток	44
4.3. Переменный оперативный ток	46
4.4. Выпрямленный оперативный ток.....	48
5. ЗАЩИТА ЛИНИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 6...35 кВ.....	50
5.1. Общие сведения	50
5.2. Ступенчатая токовая защита	50
5.2.1. Токовая отсечка мгновенного действия.....	51
5.2.2. Токовая отсечка с выдержкой времени.....	53
5.2.3. Максимальная токовая защита.....	56
5.2.4. Принципиальная схема ступенчатой токовой защиты.....	59
5.3. Защита от замыканий на землю.....	60
5.4. Микропроцессорная защита линий 6...35 кВ	64
6. ЗАЩИТА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ	69
6.1. Общие сведения	69
6.2. Газовая защита	69
6.3. Токовая защита от межфазных КЗ.....	71
6.4. Дифференциальная защита	73

6.4.1. Общие сведения.....	73
6.4.2. Дифференциальная отсечка	76
6.4.3. Дифференциальная защита на реле РНТ-565	78
6.4.4. Дифференциальная защита на реле ДЗТ-II	81
6.4.5. Дифференциальная защита на микропроцессорной основе....	84
6.5. Защита от сверхтоков внешних КЗ.....	92
6.6. Защита от перегрузки	96
6.7. Защита трансформаторов, не имеющих выключателей на стороне высшего напряжения.....	96
6.8. Защита силовых трансформаторов от межфазных КЗ и перегрузок с помощью предохранителей	101
7. ЗАЩИТА ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ	104
7.1. Общие сведения	104
7.2. Защита от межфазных КЗ.....	105
7.3. Защита от замыканий на землю.....	113
7.4. Защита от перегрузки	115
7.5. Защита минимального напряжения.....	117
7.6. Защита от асинхронного режима.....	119
8. ЗАЩИТА КОНДЕНСАТОРНЫХ УСТАНОВОК НАПЯЖЕНИЕМ 6...10 кВ	121
9. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОВТОРНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ	124
9.1. Общие сведения	124
9.2. Требования к устройствам АПВ и расчёт их параметров	126
9.3. Схема УАПВ однократного действия	128
9.4. Ускорение действия релейной защиты при АПВ.....	131
10. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ РЕЗЕРВА	133
10.1. Общие сведения	133
10.2. Выбор параметров АВР.....	134
10.3. Схема устройства АВР	138
11. АВТОМАТИЧЕСКАЯ ЧАСТОТНАЯ РАЗГРУЗКА	141
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	143
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	144

ВВЕДЕНИЕ

Релейная защита и автоматика имеет большое значение для обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей, безаварийного производства, передачи и распределения электроэнергии.

Для грамотного проектирования и эффективной эксплуатации устройств релейной защиты необходимо знание и понимание алгоритмов их функционирования, внутреннего устройства, особенностей применения и предъявляемых требований.

Целью данного учебного пособия является помощь студентам при изучении дисциплины «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем», а также при подготовке к зачёту или экзамену. По своей структуре издание представляет собой курс лекций, читаемых по указанной дисциплине, и даёт студентам достаточно полное представление о релейной защите основных элементов систем электроснабжения.

Помимо студентов пособие может быть полезно и для инженеров-энергетиков при повышении квалификации.

Автор выражает благодарность своим коллегам и студентам за помощь в работе над данной книгой.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЕ И АВТОМАТИКЕ

1.1. Основная задача релейной защиты

В системах электроснабжения на оборудовании электростанций, в электрических сетях и на электроустановках потребителей за счёт внешних (ветер, дождь, наледь) и внутренних условий (старение и разрушение изоляции, неправильные действия персонала и т. д.) могут возникнуть режимы, на которые электроустановки не рассчитаны. К ним относятся повреждения и ненормальные режимы работы.

Повреждения, в основном, ведут к коротким замыканиям (далее – КЗ), которые сопровождаются значительным увеличением тока и глубоким понижением напряжения в элементах энергосистемы. Следствиями повреждений могут быть:

- нарушение нормальной работы большого числа потребителей электроэнергии и брак продукции вследствие сильного понижения напряжения в значительной части системы;
- разрушение повреждённого элемента дугой, часто возникающей при КЗ в месте нарушения изоляции;
- разрушение оборудования в неповреждённой части системы в результате теплового и динамического действия токов КЗ, достигающих иногда больших значений;
- нарушение устойчивости системы, когда её нормальная работа может полностью парализоваться.

Ненормальные режимы обычно приводят к отклонению величин напряжения, тока и частоты от допустимых значений. При понижении частоты и напряжения создаётся опасность нарушения нормальной работы потребителей и устойчивости энергосистемы.

Кроме этого, к основным видам ненормальных режимов относятся перегрузки. В этом случае в перегруженном элементе возникают токи, превосходящие длительно допу-

стимые для его значения. При достаточно большом времени существования этих токов температура токовых частей недопустимо повышается, а их изоляция ускоренно изнашивается или разрушается.

Следовательно, повреждения и неморальные режимы могут приводить к возникновению в системе аварий. Под авариями, обычно, понимаются вынужденные нарушения нормальной работы всей системы или только её части, сопровождающиеся недоотпуском энергии потребителям, недопустимым понижением его качества, за счёт чего приносится материальный ущерб в виде невыработанной продукции или разрушения основного оборудования.

В большинстве случаев аварии или их развитие могут быть ликвидированы быстрым отключением повреждённого участка электрической установки или сети при помощи специальных автоматических устройств, действующих на отключение выключателей и получивших название релейная защита (далее – РЗ).

Первоначально в качестве защитных устройств применялись плавкие предохранители. Однако по мере роста мощности и напряжения электроустановок и усложнения их схем коммутации такой способ стал недостаточным, в силу чего были созданы защитные устройства, выполненные с помощью специальных автоматов – реле. Отсюда и название – релейная защита.

Релейная защита является основным видом электрической автоматики, без которой невозможна нормальная и надёжная работа современных энергетических систем.

Она осуществляет непрерывный контроль состояния и режима работы всех элементов энергосистемы и реагирует на возникающие повреждения и ненормальные режимы.

Таким образом, *основной задачей релейной защиты* является выявление места возникновения короткого замыкания и быстрое автоматическое отключение с помощью выключателей повреждённого оборудования или участка сети от остальной неповреждённой части электрической установки или сети.

Второй, дополнительной, задачей релейной защиты является выявление нарушений нормальных режимов работы оборудования и подача предупредительных сигналов обслуживающему персоналу или отключение оборудования с выдержкой времени.

Из изложенного следует, что релейная защита – это совокупность устройств и вспомогательных элементов, предназначенных в случае повреждения и опасно ненормальных условиях работы элемента системы (линии, машины, трансформатора и т. д.) отключить его воздействием на выключатель или действовать на сигнал. В соответствии с этим, обобщённая структурная схема любого устройства релейной защиты выглядит, как показано на рис. 1.1 [3].

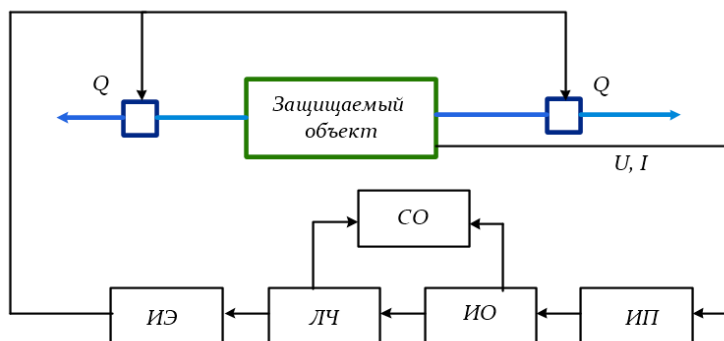


Рис. 1.1. Структурная схема релейной защиты

Принцип работы релейной защиты. Информация о состоянии объекта (обычно в качестве контролируемых параметров выступают ток и напряжение) преобразуется при помощи измерительных преобразователей (ИП) к виду, удобному для дальнейшей обработки и безопасному для обслуживающего персонала. В качестве измерительных преобразователей применяются трансформаторы тока и напряжения. Измеритель-

ные органы (ИО), иногда их называют пусковыми, непрерывно контролируют состояние и режим работы защищаемого объекта. Логическая часть (ЛЧ) защиты обрабатывает сведения, поступившие с измерительных элементов, и формирует управляющее воздействие через исполнительные элементы (ИЭ) на коммутационную аппаратуру, звуковую и световую сигнализацию. Сигнальный орган (СО) фиксирует срабатывание защиты в целом или её отдельных блоков.

При этом, все устройства релейной защиты на любом элементе системы электроснабжения можно разделить на основные и резервные защиты.

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

Резервной называется защита, предусматриваемая для работы вместо основной защиты, при её отказе или выводе из работы (ближнее резервирование), а также вместо защит смежных элементов при их отказе или отказе соответствующих выключателей (дальнее резервирование).

Также следует отметить, что в современных электрических системах релейная защита тесно связана с электрической автоматикой, предназначенной для быстрого автоматического восстановления нормального режима и питания потребителей.

К основным устройствам такой автоматики относятся:

- автоматика повторного включения;
- автоматика включения резервных источников питания и оборудования;
- автоматика частотной разгрузки;
- автоматика резервирования отказа выключателей.

Таким образом, современная релейная защита представляет собой сложный комплекс электрических устройств, предназначенный для обеспечения устойчивой работы энергосистемы и надёжного электроснабжения потребителей.

1.2. Основные требования, предъявляемые к релейной защите

Для того, чтобы устройства релейной защиты успешно выполняли поставленные перед ними задачи, необходимо выполнение следующего ряда предъявляемых к ним основных технических требований:

- селективность действия;
- чувствительность;
- быстродействие;
- надёжность.

Селективностью, или избирательностью, называют способность защиты выявлять повреждения на защищаемом элементе. Для выполнения принципа селективности первым всегда должен срабатывать ближайший к месту повреждения комплект защиты (см. рис. 1.2).

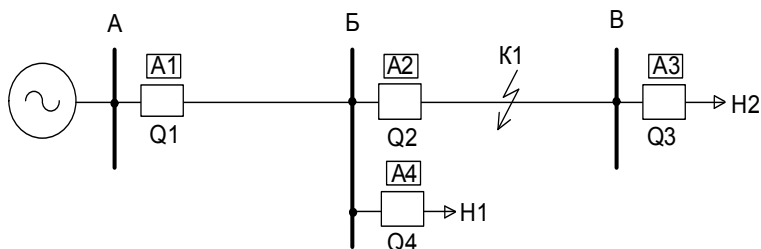


Рис. 1.2. К селективности действия защиты

Так, к примеру при КЗ в точке *K1* на участке *БВ* первым должен сработать комплект защиты *A2* и отключить выключатель *Q2*, оставляя тем самым потребителей *H1* в работе. И лишь в случае отказа *A2* или *Q2* должен сработать комплект *A1* и отключить головной выключатель *Q1*, отключив тем самым всю схему.

Таким образом, защита является селективной, если:

- срабатывает при повреждении на защищаемом участке;

- не срабатывает в нормальном режиме работы элемента;
- не срабатывает при повреждении на смежном участке (если не является резервной).

При этом селективность разделяют на абсолютную и относительную.

Абсолютной селективностью обладает защита, которая по принципу действия реагирует на повреждения только на защищаемом участке. Как правило, такие защиты выполняются без выдержки времени.

Относительной селективностью обладает защита, которая по принципу действия может выполнять функцию резервирования при повреждении на смежном элементе. Такие защиты могут выполняться с выдержкой времени.

Примером защиты с абсолютной селективностью может служить дифференциальная защита, а с относительной – максимальная токовая защита.

Чувствительностью называют свойство релейной защиты выявлять повреждения в минимальных режимах работы, которые могут возникнуть на защищаемых элементах электрической системы. Удовлетворение требований необходимой чувствительности в современных электрических сетях часто встречает ряд серьезных затруднений.

Так, например, при передаче больших мощностей в районы потребления, отстоящие иногда на сотни километров, используются сети высокого напряжения с большой пропускной способностью отдельных ЛЭП. При этом токи КЗ в повреждённых линиях, при учёте возможных минимальных режимов работы станций и повреждений через большие переходные сопротивления, могут быть соизмеримы, или даже меньше максимальных рабочих токов. Это приводит к отказу от применения простых токовых защит и заставляет переходить на более сложные и дорогие типы защитных устройств. Поэтому с учетом опыта эксплуатации и уровня техники к защитам предъявляются минимальные требования в отношении чувствительности.

Чувствительность защиты должна быть такой, чтобы она действовала при КЗ в конце установленной для неё зоны в минимальном режиме системы и при замыканиях через электрическую дугу. Чувствительность защит принято характеризовать коэффициентом чувствительности $k_{\text{ч}}$. Для защит, реагирующих на ток КЗ, коэффициент чувствительности равен (1.1)

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз min}}}{I_{\text{сз}}}, \quad (1.1)$$

где $I_{\text{кз min}}$ – минимальное значение тока короткого замыкания;
 $I_{\text{сз}}$ – ток срабатывания (уставка) защиты.

При этом чувствительность не должна приводить к нарушению селективности. Требование селективности ограничивает реальное значение коэффициента чувствительности.

Быстродействие – способность защиты локализовывать повреждение за минимально возможное время.

Требование быстродействия определяется следующими основными соображениями:

1. Ускорение отключения повреждений повышает устойчивость параллельной работы генераторов в системе и дает возможность увеличить пропускную способность ВЛ электропередачи.
2. Ускорение отключения повреждений уменьшает время работы потребителей при пониженном напряжении.
3. Ускорение отключения повреждений уменьшает размер разрушения повреждённого элемента. Уменьшается время, затрачиваемое на проведение ремонта элемента и уменьшаются затраты на него.
4. Ускорение отключения повреждений повышает эффективность АПВ повреждённых ЛЭП.

Полное время отключения повреждения складывается из времени работы защиты и времени действия выключателя, разрывающего ток КЗ. Следовательно, для ускорения отключения нужно ускорить действие, как защиты, так и вы-

ключателей. Минимальные времена срабатывания защит равны $0,02 \dots 0,04$ с, а выключателей – $0,05 \dots 0,06$ с, поэтому минимально допустимые времена отключения КЗ составляют $0,07 \dots 0,1$ с. Однако необходимо отметить, что получение малых времён по технико-экономическим соображениям в ряде случаев оказывается нецелесообразным, так как требует применения сложных панелей защит (поэтому менее надёжных). Поэтому обычно выставляются те выдержки времени, с которыми по совокупности условий ещё допустимо отключать наиболее тяжёлые, но реальные повреждения.

Также следует отметить, что для защит, выполняющих резервирование, быстроедействие не должно приводить к нарушению принципа селективности с целью обеспечить селективную работу основных защит.

Надёжность действия защиты состоит в том, что защита должна правильно и безотказно действовать на отключение выключателей оборудования при всех его повреждениях и нарушениях нормального режима работы, на действие при которых она предназначена, и не действовать в режимах, при которых её работа не предусматривается.

Например, при КЗ в точке *K1* и отказе защиты *A2* (см. рис. 1.2) срабатывает защита *A1*, в результате чего вместо погашения одной подстанции *B* мы обесточим две подстанции: *B* и *B*. При этом потеряют питание потребители *H1* и *H2*.

Таким образом, необходимо констатировать, что должна срабатывать только защита повреждённой линии. Защиты неповреждённых линий и других элементов системы могут при этом происходить в действие, но не срабатывать. Срабатывание защит неповреждённых элементов должна иметь место только в случае, если они предназначены действовать как резервная при отказе защиты или выключателя повреждённой линии.

Основным предпосылками, обеспечивающими как надёжность срабатывания, так и надёжность несрабатывания, являются высокое качество используемых реле (характеризуемое их принципом действия, конструкцией и технологией

исполнения), высокое качество вспомогательных устройств и правильное ведение эксплуатации. Однако имеются факторы, противоположно воздействующие на две рассмотренные стороны надёжности. Чем больше минимальное число реле и других элементов, которое должно участвовать в срабатывании защиты, тем меньше надёжность её срабатывания.

При наличии в защите нескольких параллельно работающих независимых устройств, а иногда и отдельных реле или элементов, надёжность срабатывания повышается. С другой стороны, понижается надёжность несрабатывания.

Таким образом, максимальное упрощение схем защит следует считать одним из основных требований техники релейной защиты. Требование надёжности является весьма важным. Отказ в работе или неправильное действие какой-либо защиты всегда приводит к дополнительным отключениям и т. п.

В заключение стоит сказать, что если в процессе проектирования защиты какое-либо из указанных выше требований не выполняется, то переходят к другому типу реле, другой схеме или другому алгоритму защиты, оставляя первоначальный вариант как аргумент в пользу более сложного решения.

1.3. Изображение схем устройств релейной защиты и автоматики

Устройства релейной защиты и автоматики изображаются на чертежах в виде принципиальных, функциональных, структурных и монтажных схем.

Принципиальная, функциональная и структурная схемы представлены на рис. 1.3 (на примере изображения максимальной токовой защиты).

Принципиальные схемы наиболее полно отображают внутреннее содержание и принцип действия устройства. Различают два вида принципиальных схем: совмещённые и разнесённые.

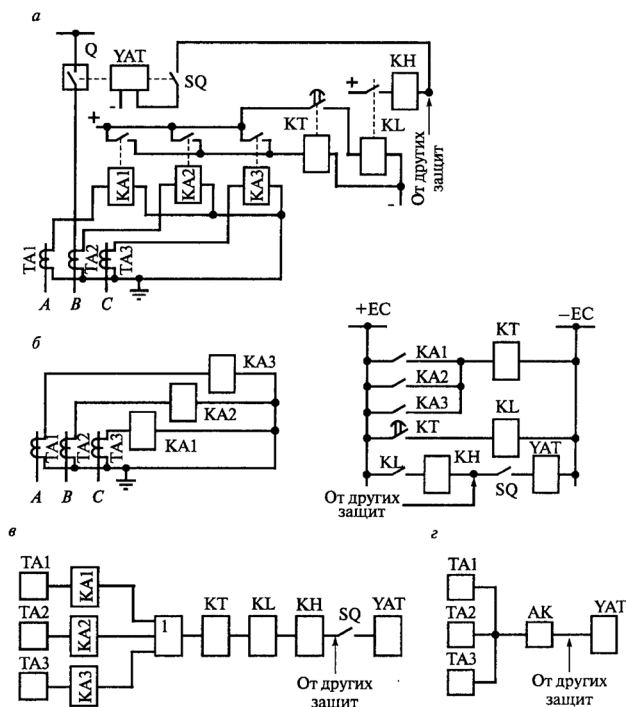


Рис. 1.3. Схема максимальной токовой защиты:

а – принципиальная совмещённая; б – принципиальная разнесённая;
в – функциональная; г – структурная

Принципиальные совмещённые схемы (см. рис. 1.3 а) релейной защиты, автоматики и цепей управления выключателями выполняются совместно на одном чертеже со схемами соединений первичных цепей. Все реле и аппараты изображаются условными обозначениями так же в совмещённом виде. Схемы внутренних соединений реле, их зажимы и источники питания оперативным током не показываются. Принципиальные совмещённые схемы наиболее наглядно показывают связь между реле и другими аппаратами и последовательность их действия. Однако в схемах сложных устройств количество со-

единений возрастает до такой степени, что наглядность таких схем теряется. Поэтому в эксплуатации, в основном, пользуются принципиальными разнесёнными схемами.

Принципиальные разнесённые схемы (см. рис. 1.3б) выполняются по определённым цепям: тока, напряжения, оперативного тока сигнализации и т. д. В этих схемах реле и другие аппараты изображаются в расчленённом виде, т. е. обмотки реле изображаются в одной части схемы, контакты – в другой и т. д. Сложные развёрнутые цепи дополняются надписями, указывающими назначение отдельных цепей.

Функциональные схемы (см. рис. 1.3в) используют в тех случаях, когда достаточно показать лишь последовательность функциональных процессов, происходящих в устройстве. Отдельные части устройства и связи между ними показывают в виде условных графических обозначений, согласно ЕСКД [6]. Отдельные функциональные части, как правило, изображаются в виде прямоугольников.

Структурные схемы (см. рис. 1.3г) – ещё более упрощённые функциональные, отображающие принцип работы в самом общем виде.

Монтажные схемы представляют собой рабочие чертежи, по которым производятся монтаж панелей РЗА, управления, сигнализации и др. На монтажных схемах реле, приборы, зажимы и соединяющие их провода располагаются как на панели и маркируются. Монтажные схемы, на которых отражены все фактические соединения, выполненные при монтаже и наладке, называются исполнительными. Исполнительные монтажные схемы наряду с принципиальными схемами являются основным видом технической документации.

В заключение следует отметить, что правильное и грамотное исполнение того или иного вида схемы устройства релейной защиты является во многом залогом успеха при проектировании устройства и его надёжной работы при его дальнейшей эксплуатации.

2. РЕЛЕ КАК ОСНОВНОЙ ЭЛЕМЕНТ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

2.1. Назначение и устройство реле

В области релейной защиты под *реле* понимают электрический аппарат, предназначенный для производства скачкообразных изменений в выходных цепях при заданных значениях электрически-воздействующих величин, называемых уставками.

Воздействующая величина – это электрическая величина, которая, будучи приложенной к реле, тем самым позволяет выполнять его функцию защиты.

Воздействующая величина формируется из одной или нескольких *входных величин*, которыми, как правило, являются вторичные ток и напряжения, получаемые от трансформаторов тока и напряжения.

По структуре любое реле состоит из двух составных частей: воспринимающего (измерительного) органа, являющегося входом реле, и исполнительного органа, являющегося выходом.

При этом по конструкции различают реле электромеханические и полупроводниковые.

Воспринимающий орган электромеханических реле выполнен в виде катушки электромагнитного, индукционного, электродинамического, индукционно-динамического или магнитоэлектрического механизма. У полупроводниковых реле воспринимающие органы выполняются в виде катушек (обмоток) магнитных сердечников (промежуточных трансформаторов) с прямоугольной петлей гистерезиса, полупроводниковых схем сравнения электрических величин или активных полупроводниковых элементов (транзисторов, тиристоров, оптопар, интегральных микросхем).

Исполнительный орган электромеханических реле выполняется в виде электрических контактов. Исполнительный

орган полупроводниковых реле может быть выполнен в виде встроенных электромеханических реле и их контактов, магнитоуправляемых контактов (герконов) либо с помощью бесконтактных элементов (транзисторов и тириستоров).

Взаимодействие между воспринимающим и исполнительным органами у электромеханических реле происходит путём передачи механического воздействия от катушки реле к контактам посредством подвижного якоря (см. рис. 2.1) либо другим схожим способом.

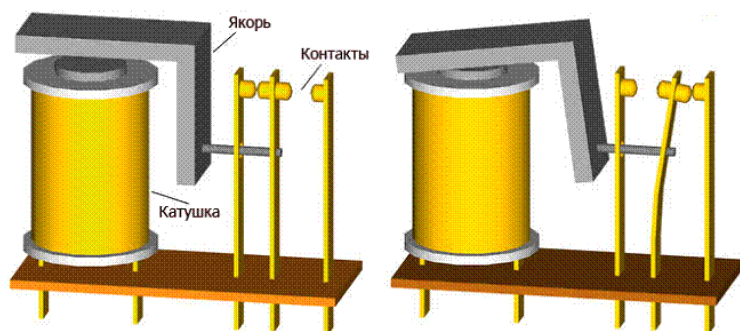


Рис. 2.1. Работа электромеханического реле

У полупроводниковых реле данное взаимодействие происходит путем передачи электрического сигнала с выхода воспринимающего органа на вход исполнительного.

Более подробно конструкция и принцип действия основных типов электромеханических и полупроводниковых реле описаны в источниках [1; 4].

2.2. Классификация реле

Реле могут быть классифицированы по следующим признакам:

- по виду воздействующей величины;

- по числу входных величин;
- по конструкции;
- по выполняемой функции;
- по способу включения в защищаемую цепь;
- по способу воздействия на привод выключателя;
- по способу сравнения воздействующей величины;
- по способу действия.

По *виду воздействующей величины* различают реле тока, напряжения, направления мощности, сопротивления и т. д. Реле могут контролировать и неэлектрические величины, например температуру масла трансформаторов (температурные реле), давление газов (газовые реле) и т. п.

По *числу входных величин* различают реле, реагирующие:

- на одну электрическую величину – ток или напряжение;
- на две электрические величины – ток и напряжение или два напряжения, сформированных из тока и напряжения сети;
- на три и более электрические величины, сформированные из тока и напряжения сети (трёхфазные реле мощности, реле сопротивления со сложными характеристиками и т. п.).

По *конструкции* различают электромеханические и полупроводниковые реле.

Электромеханические реле выполняются на основе электромагнитной, магнитоэлектрической, индукционной, поляризованной и тому подобных систем. Данный тип реле до сих пор имеет наибольшее распространение в устройствах релейной защиты. Однако такие реле имеют большое электропотребление, невысокую чувствительность, низкое быстродействие и т. п.

Подобных недостатков практически лишены полупроводниковые (электронные, электронномеханические, статические) реле, выполненные с использованием транзисторов, диодов, интегральных микросхем и т. п.

Ещё более совершенными являются микропроцессорные реле защиты, которые в последние годы получают всё более широкое распространение. Как и полупроводниковые, микро-

процессорные реле также выполнены на электронной базе, но обладают значительно большей функциональностью. Кроме того, алгоритм функционирования у них имеет программную, а не аппаратную (в отличие от полупроводниковых) основу, что позволяет рассматривать микропроцессорные реле как отдельный класс.

По *выполняемой функции* реле подразделяют на измерительные (основные) и логические (вспомогательные).

Измерительные реле контролируют режим работы защищаемого объекта. К измерительным реле предъявляют повышенные требования по чувствительности, точности работы, коэффициенту возврата, электропотреблению.

Логические реле действуют по команде измерительных, и используются в логической части схемы. К ним относятся реле времени (служат для замедления действия защиты), промежуточные (для передачи действия основных реле к отключающему механизму выключателя, для размножения сигнала на несколько цепей, для усиления мощности сигнала основных реле) и указательные реле (для сигнализации и фиксации действия защиты).

В полупроводниковых и микропроцессорных реле измерительные и логические органы объединены, как правило, конструктивно или программно.

По *способу включения* в защищаемую цепь воспринимающего органа измерительные реле делят на первичные и вторичные. Катушки первичных реле включают непосредственно в защищаемую цепь, а вторичных – во вторичные обмотки измерительных трансформаторов.

По *способу воздействия* на привод выключателя различают реле прямого и косвенного действия. Реле прямого действия имеют подвижную систему, механически связанную с отключающим механизмом выключателя. Реле косвенного действия имеют контакты (или бесконтактный ключ), включенные в цепь катушки механизма отключения выключателя. Для питания этой катушки необходим отдельный источник оперативного тока.

По способу сравнения воздействующей величины реле делятся на осуществляющие этот процесс по амплитуде или по фазе. Реле второй группы используются в тех случаях, когда необходимо контролировать направление протекания контролируемой величины, угол сдвига фаз между двумя величинами, угол комплексного сопротивления защищаемого элемента и т. п.

По способу действия реле делятся на максимальные и минимальные. Так, пусть к реле подводится некоторая электрическая воздействующая величина A (ток, напряжение). Максимальное реле срабатывает, если величина A станет больше определённого значения A_{cp} , называемого параметром срабатывания или уставкой ($A > A_{cp}$). Возврат максимального реле в исходное состояние произойдёт, если величина A станет ниже определённого значения A_{ep} ($A < A_{ep}$), называемого параметром возврата.

Минимальное реле срабатывает, если $A < A_{cp}$, и возвращается в исходное состояние при $A > A_{ep}$.

Коэффициентом возврата k_g называется отношение параметра возврата к параметру срабатывания (2.1)

$$k_g = \frac{A_{ep}}{A_{cp}}. \quad (2.1)$$

Для максимальных реле $k_g < 1$, для минимальных реле $k_g > 1$. Неравенство параметров срабатывания и возврата обусловлено различием воздушных зазоров магнитных систем в притяннутом и отпущенном состоянии, наличием трения в подвижных частях, наличием положительной обратной связи в электронных системах и т. д. У измерительных реле стремятся иметь коэффициент возврата близким к единице – это повышает чувствительность защиты: для электромеханических реле тока и напряжения он равен 0,8...0,85, для электронных – 0,9...0,98.

Более подробная информация о классификации реле содержится в источнике [4].

2.3. Изображение реле и их контактов на принципиальных схемах

На принципиальных схемах реле изображают в виде условного графического изображения катушки реле, условного графического изображения контактов и буквенно-цифрового обозначения типа реле и его порядкового номера (см. рис. 1.3а, б).

Катушка реле обозначается, в соответствии с ГОСТ 2.756-76, ГОСТ 2.767-89 ЕСКД, в виде прямоугольника. Если реле имеет несколько обмоток, то их изображают в виде полос в поле прямоугольника либо в виде соответствующего числа прямоугольников, соединённых друг с другом (см. рис. 2.2).

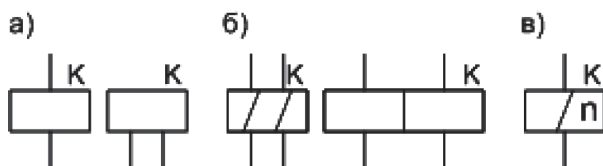


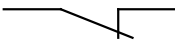
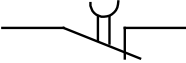
Рис. 2.2. Изображение реле:
а – с одной обмоткой; б – с двумя обмотками;
в – с несколькими обмотками

Контакты реле на принципиальной схеме изображаются в соответствии с обесточенным состоянием аппаратов. При этом контакты классифицируются по выполнению ими функций при переходе реле из начального состояния в конечное (ГОСТ 2.755-87 ЕСКД). Основные виды контактов приведены в табл. 2.1.

Таблица 2.1

Основные виды контактов

Наименование контакта	Графическое изображение
<i>Без выдержки времени</i>	
1. Замыкающий	

2. Размыкающий	
3. Переключающий	
4. Контакт импульсный (временно замыкающий)	
<i>Замыкающий с выдержкой времени</i>	
5. На замыкание	
6. На размыкание	
7. На замыкание и размыкание	
<i>Размыкающий с выдержкой времени</i>	
8. На замыкание	
9. На размыкание	
10. На размыкание и замыкание	

Буквенно-цифровые обозначения реле приводятся на схемах в соответствии с ГОСТ 2.710-81 ЕСКД. Обозначения, как правило, двухбуквенные, первая буква *K* обозначает группу элементов (реле), вторая – тип реле. Например:

- *KA* – реле тока;
- *KV* – реле напряжения;
- *KZ* – реле сопротивления;
- *KW* – реле мощности;
- *KT* – реле времени;
- *KL* – реле промежуточное;
- *KH* – реле указательное и т. п.

Если имеется третья буква, то она обозначает особенности исполнения реле (например, *KAW* – реле токовое с направлением мощности).

Цифрами обозначают номер реле одного и того типа на принципиальной схеме и нумерацию контактов реле (например, *KA1*, *KA2*, *KA1.1*, *KA1.2*).

В соответствии со сказанным, полное графическое обозначение реле будет выглядеть так, как показано на рис. 2.3.

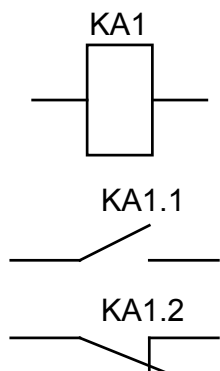


Рис. 2.3. Полное графическое обозначение реле

2.4. Основные сведения о микропроцессорных реле

В настоящее время электромеханические реле всё чаще уступают своё место микропроцессорным реле, которые представляют собой сложные цифровые устройства релейной защиты и автоматики. При этом переход на новую элементную базу не приводит к изменению самих принципов релейной защиты и, а только расширяет её функциональные возможности, упрощает эксплуатацию и снижает её стоимость.

Основные характеристики микропроцессорных защит значительно выше, чем у электронномеханических, а тем более электромеханических. Так, мощность, потребляемая от измерительных трансформаторов тока и напряжения, находится на уровне 0,1...0,5 ВА, аппаратная погрешность – в пределах 2...5 %, коэффициент возврата измерительных органов составляет 0,96...0,97. Именно по этим причинам микропроцессорные устройства очень быстро занимают место устаревших типов реле.

Мировыми лидерами в производстве микропроцессорных реле являются европейские концерны ALSTOM, ABB, Schneider Electric и SIEMENS. Среди российских производителей можно отметить Чебоксарский электроаппаратный завод, НТЦ «Механотроника», ЗАО «Радиус-автоматика», НПП «ЭКРА» и т. д. Общей для всех производителей является тенденция активного перехода на цифровую технику. И хотя цифровые защиты, выпускаемые этими фирмами, имеют высокую стоимость, она окупается высокими техническими характеристиками и многофункциональностью защит.

Современные цифровые устройства релейной защиты интегрированы в рамках единого информационного комплекса функции релейной защиты, измерения, регулирования и управления электроустановкой. Такие устройства в структуре автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) энергетического объекта являются окончательными устройствами сбора информации. В интегрированных цифровых комплексах РЗ и А появляется возможность перехода к новым нетрадиционным измерительным преобразователям тока и напряжения – на основе оптоэлектронных датчиков, трансформаторов без ферромагнитных сердечников и т. д. Эти преобразователи технологичнее при производстве, обладают очень высокими метрологическими характеристиками, но имеют малую выходную мощность и непригодны для работы с традиционной аппаратурой.

Микропроцессорные устройства РЗ и А различного назначения имеют много общего, а их структурные схемы очень похожи и подобны представленной на рис. 2.4. Центральным узлом цифрового устройства является микроЭВМ, которая через свои устройства ввода-вывода обменивается информацией с периферийными узлами. С помощью этих дополнительных узлов осуществляется сопряжение микроЭВМ (микропроцессора) с внешней средой: датчиками исходной информации, объектом управления, оператором и т. д.

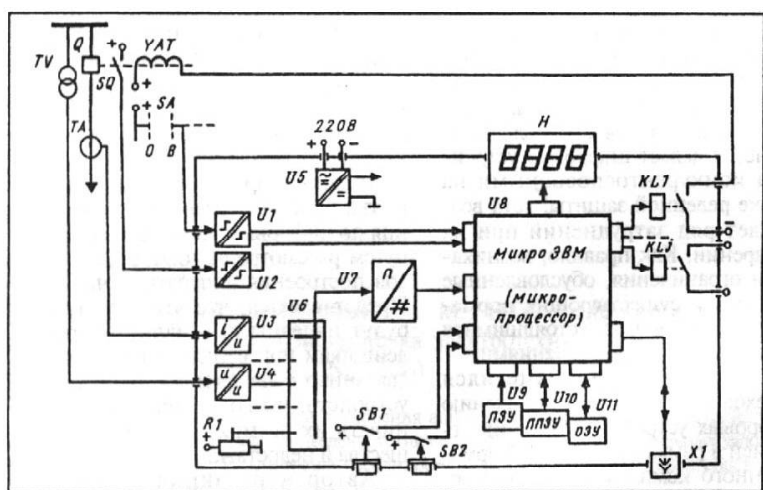


Рис.2.4. Структурная схема микропроцессорного реле

Непременными узлами микропроцессорного устройства релейной защиты являются: входные (U1–U4) и выходные (KL 1–KLj) преобразователи сигналов, тракт аналого-цифрового преобразования (U6, U7), микропроцессор (U8), постоянные оперативные запоминающие устройства U9–U11, кнопки управления и ввода информации от оператора (SB1, SB2), дисплей (H) для отображения информации и блок пи-

тания (U5). Современные цифровые устройства, как правило, оснащаются и коммуникационным портом (X1) для связи с другими устройствами.

Основные функции вышеперечисленных узлов. Входные преобразователи обеспечивают гальваническую развязку внешних цепей от внутренних цепей устройства. Одновременно, входные преобразователи осуществляют приведение контролируемых сигналов к единому виду (как правило, к напряжению) и нормированному уровню. Здесь же осуществляется предварительная частотная фильтрация входных сигналов перед их аналого-цифровым преобразованием, и принимаются меры по защите внутренних элементов устройства от воздействия помех и перенапряжений. Различают преобразователи входных сигналов аналоговые (U3, U4) и логические (U1, U2). Первые стремятся выполнить так, чтобы обеспечить линейную (или нелинейную, но с известным законом) передачу контролируемого сигнала во всем диапазоне его изменения. Преобразователи логических сигналов, наоборот, стремятся сделать чувствительными только к узкой области диапазона возможного нахождения контролируемого сигнала. Аналоговые преобразователи, как правило, выполняют трансформаторными, а логические – оптоэлектронными.

Выходные релейные преобразователи (KL1 – KLj) обеспечивают управление выключателями и цепями сигнализации и, как правило, выполняются в виде малогабаритных электромагнитных реле, поскольку, в отличие от бесконтактных коммутационных аппаратов, они обеспечивают видимый разрыв выходной цепи и обладают большей надёжностью. В цифровых устройствах РЗ применяются несколько типов малогабаритных реле: с большей коммутационной способностью – для работы непосредственно в цепях управления выключателей, с меньшей – для работы в цепях сигнализации.

Тракт аналого-цифрового преобразования включает мультиплексор (U6) и собственно аналого-цифровой преобразователь (далее – АЦП) – (U7). Применение мультиплек-

сора позволяет использовать один АЦП (как правило, дорогостоящий) для нескольких каналов. В АЦП осуществляется преобразование мгновенного значения входного сигнала в пропорциональное ему цифровое значение. Преобразования выполняются с заданной периодичностью. В последующем в микропроцессоре по этим выборкам из входных сигналов рассчитываются интегральные параметры контролируемых сигналов – их амплитудные или действующие значения.

Для хранения рабочей программы в устройствах защиты обычно используются постоянные запоминающие устройства (далее – ПЗУ). Отличительной чертой ПЗУ является однократная запись информации. В последующем возможно только считывание записанной информации. В последнее время все шире начинают применяться так называемые перепрограммируемые устройства памяти (ППЗУ). Особенно они актуальны для устройств защиты, рабочая программа которых должна изменяться в процессе эксплуатации. Для временного хранения результатов промежуточных вычислений используются оперативные запоминающие устройства (ОЗУ).

Блок питания (далее – БП) – (U5) – обеспечивает стабилизированным напряжением все узлы рассматриваемого устройства, независимо от возможных изменений напряжения в питающей сети. Обычно это импульсный БП, способный питаться как от сети постоянного, так и от сети переменного тока.

Дисплей и клавиатура являются неизменными атрибутами любого цифрового устройства, позволяя оператору получить информацию от устройства, изменить режим его работы, ввести новую информацию. Надо отметить, что дисплей (H) и клавиатура (SB1, SB2) в цифровых реле, как правило, реализуются в максимально упрощенном виде: дисплей – жидкокристаллический цифробуквенный одно- (или несколько-) строчный; клавиатура – несколько кнопок.

Порт связи с внешними цифровыми устройствами (X1) служит для передачи имеющейся информации в другие цифровые системы (АСУ ТП, персональный компьютер и т. д.),

что позволяет интегрировать различные системы, экономя на каналах связи, затратах на предварительную обработку сигналов и т. п. В одном и том же цифровом устройстве РЗ может быть несколько коммуникационных портов, работающих по разным протоколам (USB, RRS-232, RS-485 и т. п.).

Наряду с перечисленными узлами, в цифровых устройствах, в общем случае, могут встретиться и другие узлы, например, цифро-аналоговые преобразователи при формировании аналоговых сигналов управления и регулирования.

Как уже говорилось, микропроцессорные реле обычно сочетают в себе несколько алгоритмов защит для того или иного элемента системы электроснабжения (например: токовая отсечка ЛЭП + МТЗ + защита от ЗНЗ). В целом, можно разделить имеющиеся на рынке устройства по следующим назначениям:

- защиты общего назначения;
- защиты ЛЭП $U = 6 \dots 35$ кВ;
- защиты ЛЭП $U \geq 110$ кВ;
- защиты силовых трансформаторов;
- защиты высоковольтных электродвигателей;
- защиты генераторов;
- защиты выключателей;
- защиты шин;
- устройства автоматики;
- устройства определения места повреждения;
- устройства сигнализации.

Помимо основных, в программу работы устройств защиты также прописываются дополнительные сервисные функции (например: самоконтроль исправности, контроль целостности цепей измерения и управления, контроль токов и напряжений, учёт электроэнергии, сигнализация и т. п.).

За счёт такой интеграции применение микропроцессорных реле значительно сокращает габариты закрытых распределительных устройств и шкафов РЗ и А, упрощает их конструкцию, уменьшает длины контрольных кабелей и т. п. Всё это в конеч-

ном итоге повышает надёжность устройств релейной защиты, снижает эксплуатационные затраты и делает более удобным сам процесс эксплуатации.

В заключение следует отметить и ряд недостатков, присущих микропроцессорным устройствам. Помимо высокой стоимости устройств к ним можно отнести:

1. Худшую, чем у электромеханических реле, устойчивость к внешним электромагнитным воздействиям (перенапряжения, удары молний, мощные электромагнитные импульсы и т. д.).
2. Сложность эксплуатации, высокие квалификационные требования к персоналу.
3. Сложность и высокую стоимость ремонта, невозможность провести ремонт на месте установки устройства.
4. Потребность в более комфортных условиях окружающей среды в месте установки, чем у электромеханических реле.

Исходя из вышесказанного, микропроцессорные устройства релейной защиты рекомендуется дополнять резервирующими их электромеханическими, с целью обеспечения должной надёжности работы защит.

Более подробно о конструкции, функциях и особенностях работы микропроцессорных реле написано в руководствах по эксплуатации, предоставляемых производителями, а также в источниках [1; 4].

3. ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА В СХЕМАХ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

3.1. Назначение, устройство и принцип действия

Поскольку токи при коротких замыканиях могут достигать величины в десятки килоампер, то необходимы некие промежуточные устройства, преобразующие их до величин, с которыми могут работать устройства релейной защиты, сохраняя свою надёжность.

В качестве таких первичных преобразователей, как правило, используют измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ).

Измерительные трансформаторы тока представляют собой аппараты для преобразования токов первичных цепей в стандартные токи 5А или 1А для измерительных приборов, устройств релейной защиты и автоматики.

Конструктивно трансформатор тока состоит из двух обмоток (первичной и вторичной) и сердечника (см. рис. 3.1).

Первичная обмотка ТТ включается последовательно в цепь измеряемого тока и, следовательно, через неё проходит весь ток нагрузки или КЗ. Этот ток является для ТТ принужденным и

проходит по его первичной обмотке независимо от состояния вторичной обмотки, т. е. от того, замкнута она на нагрузку, замкнута или разомкнута.

Ток проходящий по первичной обмотке ТТ, называется первичным и обозначается I_1 , а ток во вторичной обмотке называется вторичным и обозначается I_2 .

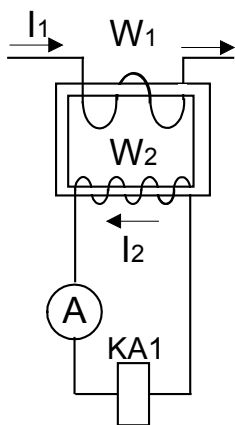


Рис. 3.1. Конструкция трансформатора тока

Ток I_1 создаёт в сердечнике ТТ магнитный поток Φ_1 , который пересекая витки вторичной обмотки, индуцирует в ней вторичный ток I_2 , который также вызывает в сердечнике магнитный поток Φ_2 , но направленный противоположно магнитному потоку Φ_1 . Результирующий поток (поток намагничивания $\Phi_{\text{нам}}$) в сердечнике равен разности (3.1)

$$\Phi_{\text{нам}} = \Phi_1 - \Phi_2. \quad (3.1)$$

Величина магнитного потока зависит не только от величины создающего его тока, но и от количества витков обмотки, по которой этот ток проходит. Произведение тока на число витков $F = I \cdot w$ называется *магнитодвижущей силой* и выражается в ампер-витках (Ав), поэтому выражение (3.1) можно заменить выражением (3.2), (3.3)

$$F_{\text{нам}} = F_1 - F_2 \quad (3.2)$$

или

$$I_{\text{нам}} \cdot w_1 = I_1 \cdot w_1 - I_2 \cdot w_2, \quad (3.3)$$

где $I_{\text{нам}}$ – ток намагничивания, являющийся частью первичного тока, обеспечивающий результирующий магнитный поток в сердечнике;

w_1, w_2 – число витков первичной и вторичной обмоток.

Разделив все члены выражения (3.3) на w_2 , получим (3.4), (3.5)

$$I_1 \cdot \frac{w_1}{w_2} = I_2 + I_{\text{нам}} \cdot \frac{w_1}{w_2} \quad (3.4)$$

или

$$I_1 \cdot \frac{1}{K_I} = I_2 + I_{\text{нам}} \frac{1}{K_I}. \quad (3.5)$$

Отношение $\frac{w_2}{w_1} = k_I$ называется *коэффициентом транс-*

формации трансформатора тока.

Поскольку при величинах первичного тока близких к номинальному, $I_{нам}$ не превышает 0,5...3 % номинального тока, то в этих условиях можно с некоторым приближением считать $I_{нам} = 0$. Тогда (3.6):

$$k_I = \frac{I_1}{I_2}; \quad I_2 = \frac{I_1}{k_I}. \quad (3.6)$$

Согласно действующему стандарту, отношение номинального первичного тока к номинальному вторичному току называется *номинальным коэффициентом трансформации* (600/5, 1000/1 и т. п.). Все пересчёты с первичного тока на вторичный и с вторичного на первичный производятся по этим номинальным коэффициентам трансформации.

При прохождении через первичную обмотку тока КЗ сердечник ТТ насыщается, и ток намагничивания существенно возрастает, что приводит к нарушению равенства (3.6) и появлению погрешности в работе ТТ.

При этом величина данной погрешности не должна выходить за рамки, оговоренные ПУЭ. В этом и заключается *основная особенность применения* трансформаторов тока в схемах релейной защиты.

Для правильного соединения трансформаторов тока между собой и правильного подключения к ним реле напряжения, ваттметров и счётчиков, выводы обмоток ТТ обозначаются (маркируются) заводами следующим образом (см. рис. 3.2):

- начало первичной обмоток – $Л1$, начало вторичной обмотки – $И1$;
- конец первичной – $Л2$, конец вторичной – $И2$.

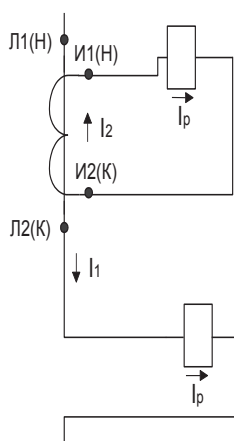


Рис. 3.2. Маркировка трансформаторов тока

При монтаже ТТ располагаются так, чтобы начала первичных обмоток $L1$ были обращены к шинам, а $L2$ – концы в линию (в сторону защищаемого объекта).

При маркировке обмоток ТТ за начало вторичной обмотки (H) принимается тот её вывод, из которого ток выходит, если в этот момент в первичной обмотке ток проходит от начала (H) к концу (K). При этом, ток в реле I_p сохраняет направление I_I .

3.2. Схема замещения и векторная диаграмма трансформатора тока

Соотношение основных величин, характеризующих работу трансформатора тока, могут быть установлены на основе его схемы замещения и векторной диаграммы. На схеме замещения (см. рис. 3.3) не показано сопротивление первичной обмотки, поскольку оно не влияет на работу ТТ.

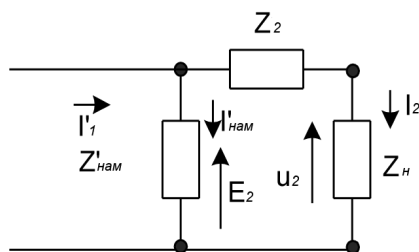
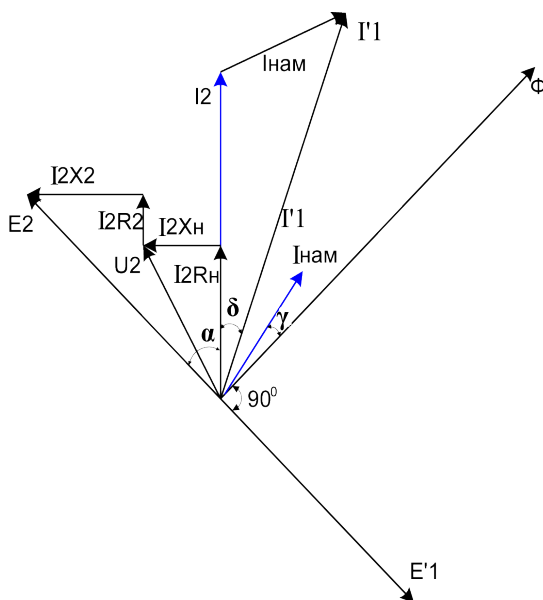


Рис. 3.3. Схема замещения ТТ

Исходя из схемы замещения, можно построить векторную диаграмму токов и напряжений для ТТ, показанную на рис. 3.4.



При построении векторной диаграммы за исходный принят вектор тока I_2 . Вектор напряжения вторичной обмотки U_2 построен как сумма падений напряжений от тока I_2 в активном и индуктивном сопротивлениях нагрузки вторичной обмотки Z_n . ЭДС E_2 вторичной обмотки (3.7):

35

Соответственно, положительным направлениям первичного и вторичного токов, принятым противоположными в первичной и вторичной обмотках, ЭДС первичной обмотки E_1 находится в противофазе с ЭДС E_2 . Вектор рабочего магнитного потока Φ опережает на 90° вектор ЭДС E_2 , наведённой этим магнитным потоком. Вектор тока намагничивания $I'_{\text{нам}}$ опережает вектор магнитного потока Φ на угол γ , обусловленный активными потерями в стали сердечника. Вектор первичного тока I_1 построен на диаграмме как сумма векторов вторичного тока I_2 и тока намагничивания $I'_{\text{нам}}$ (3.8):

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_2 + \dot{I}'_{\text{нам}}. \quad (3.8)$$

Токам I_1 и I_2 соответствуют противодействующие магнитные потоки первичной и вторичной обмоток, поскольку эти токи в витках обмоток направлены встречно. Соответственно выражению (3.8), магнитный поток первичной обмотки уравновешивается рабочим магнитным потоком, создающимся током $I'_{\text{нам}}$ и размагничивающим действием тока I_2 .

3.3. Погрешности трансформаторов тока

По векторной диаграмме ТТ можно определить погрешности его работы, которые обуславливаются отличием вектора вторичного тока I_2 от вектора приведённого первичного тока I'_1 по длине и углу. Данное отличие вызвано наличием тока намагничивания $I'_{\text{нам}}$ создающего магнитный поток Φ в сердечнике ТТ. Из схемы замещения (см. рис. 3.3.) видно, что величина тока намагничивания $I'_{\text{нам}}$, а следовательно, и погрешности ТТ зависят от соотношения сопротивлений ветви намагничивания ($Z'_{\text{нам}}$) и цепи вторичного тока ($Z_2 + Z_n$). Чем больше ток ответвляется в сопротивление $Z'_{\text{нам}}$, тем больше погрешности ТТ.

Различают следующие погрешности ТТ:

1. *Токовая погрешность* (относительная) выражается в процентах и может быть определена по формуле (3.9):

$$f = \frac{I_2 - I_1'}{I_1} \cdot 100 \% \quad (3.9)$$

Согласно требованиям ПУЭ, величина токовой погрешности для ТТ, применяемых в целях релейной защиты не должна превышать 10 %.

2. *Угловая погрешность* представляет собой угол δ между вектором первичного тока I_1' и вторичного тока I_2 и выражается в градусах. Согласно ПУЭ, угловая погрешность δ не должна превышать 7° .

3. *Полная погрешность*. Точность работы ТТ, предназначенных для релейной защиты, характеризуется полной погрешностью в условиях установившегося режима. Согласно ГОСТ 7746-78, полная погрешность представляет собой действующее значение разности мгновенных значений токов i_2 и i_1' . Полная погрешность ε , выраженная в процентах, равна (3.10):

$$\varepsilon = \frac{I_{\text{ном}}'}{I_1'} \cdot 100\% = \frac{100}{I_1'} \cdot \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T (i_2 - i_1')^2 dt} \quad , \quad (3.10)$$

где i_2 и i_1' – мгновенные значения вторичного и первичного токов;

T – длительность периода тока.

Для случая синусоидальных токов полная погрешность может быть выражена упрощённой формулой (3.11):

$$\varepsilon = \frac{I_2 - I_1'}{I_1'} \cdot 100 \% \quad . \quad (3.11)$$

Полная погрешность не должна превышать величины 10 %, т. е. класс точности для ТТ, применяемых в релейной защите, равен 10. Также могут применяться и трансформаторы тока с классом точности 5 (для микропроцессорных защит), для них допустимые значения погрешностей должны быть ниже [4].

Из выражений (3.10) и (3.11) видно, что чем больше намагничивающий ток ТТ, тем больше его погрешность. Из схемы замещения ток намагничивания равен (3.12)

$$I'_{\text{нам}} = \frac{E_2}{Z'_{\text{нам}}} , \quad (3.12)$$

в свою очередь, ЭДС вторичной обмотки (3.13):

$$E_2 = I_2 \cdot (Z_2 + Z_i) . \quad (3.13)$$

Так как ток I_2 зависит от I_1 , то E_2 , а следовательно, и $I'_{\text{нам}}$ возрастает при увеличении I_1 или увеличении сопротивления Z_n (нагрузки, подключенной к вторичной обмотке). Таким образом, именно величины *первичного тока и сопротивления нагрузки* являются основными факторами, определяющими величину погрешности ТТ.

Чрезмерно большие погрешности могут вызвать неправильные действия устройств РЗ, поэтому трансформаторы тока для целей релейной защиты, помимо прочего, должны проверяться на величину допустимой погрешности. Такая проверка может быть, например, проведена по кривым предельной кратности k_{10} . Пользуясь данными кривыми, можно определить допустимое сопротивление нагрузки по известному первичному току либо определить предельно допустимый первичный ток по известной нагрузке. Подробно методики проверки ТТ описаны в источнике [1].

3.4. Схемы соединения трансформаторов тока

Питание измерительных органов устройств релейной защиты током защищаемого элемента производится по типовым схемам соединения вторичных обмоток трансформаторов тока и обмоток реле.

Применяются *четыре основных схемы соединения трансформаторов тока*: звезда, неполная звезда, треугольник, неполный треугольник (схема соединения на разность фазных токов).

Поведение и работа реле в каждый из этих схем зависит от характера распределения токов в её вторичных условиях. Если в каком-либо элементе схемы (проводе или обмотке реле) вторичные токи разных фаз складываются или вычитаются, то результирующий ток находится путём геометрического сложения или вычитания соответствующих векторов фазных токов с учётом их сдвигов по фазе. Для каждой схемы соединений можно определить отношение тока в реле I_p к вторичному току в фазе I_ϕ . Это отношение называется *коэффициентом схемы* (3.14):

$$k_{cx} = \frac{I_p}{I_\phi} . \quad (3.14)$$

Коэффициент схемы (3.15) учитывается при расчёте уставок и оценке чувствительности защиты [1]:

$$k_{\text{ч}}^{(m)} = \frac{I_k^{(m)} \cdot k_{cx}^{(m)}}{I_{\text{сз}} \cdot k_{cx}^{(3)}} , \quad (3.15)$$

где m – вид КЗ (одно-, двух-, трёхфазное);

$k_{cx}^{(m)}$ – коэффициент схемы при виде КЗ_м;

$k_{cx}^{(3)}$ – коэффициент схемы при трёхфазном КЗ.

Схема соединения ТТ и обмоток реле в полную звезду применяется для защиты электроустановок напряжением 110 кВ и выше.

При такой схеме соединения ТТ устанавливаются во всех фазах. Вторичные обмотки ТТ и обмотки реле соединяются в

звезду и их нулевые точки связываются одним нулевым проводом. В нулевую точку объединяются одноименные зажимы обмоток ТТ (см. рис. 3.5).

При нормальном режиме и трёхфазном КЗ, как показано в реле $KA1-KA3$, проходят вторичные токи фаз $I_a = \frac{I_A}{k_I}$; $I_b = \frac{I_B}{k_I}$; $I_c = \frac{I_C}{k_I}$, а в нулевом проводе их геометриче-

ская сумма $I_{nn} = (I_a + I_b + I_c)$, которая при симметричных режимах равна нулю.

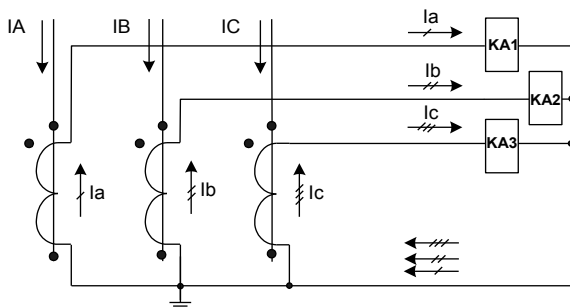


Рис. 3.5. Соединение ТТ в полную звезду

Таким образом, коэффициент схемы при трёхфазном КЗ $k_{cx}^{(3)} = 1$, так как $I_p = I_\phi$. Очевидно, что и при двухфазном, и при однофазном КЗ

$$k_{cx}^{(2)} = k_{cx}^{(1)} = 1, \text{ т. е. вид КЗ не влияет на чувствительность}$$

схемы полной звезды. Более подробно об этом описано в источнике [1].

Схема соединения ТТ и обмоток реле в неполную звезду применяется для защиты электроустановок напряжением 6...35 кВ.

По сравнению с предыдущей, в схеме неполной звезды отсутствуют один ТТ и одно реле (как правило в фазе В). Схема и направления токов в ней показаны на рис 3.6.

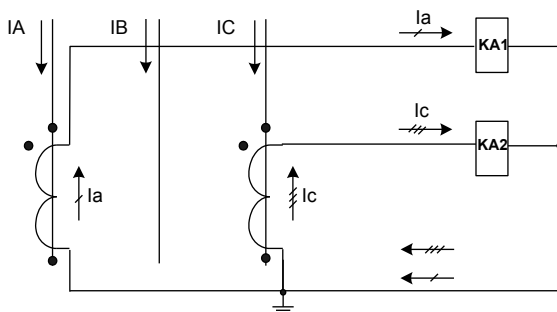


Рис. 3.6. Соединение ТТ в неполную звезду

Следует отметить, что схема неполной звезды не реагирует на случай однофазного КЗ в фазе *B* и поэтому применяются только для защит действующих при междуфазных КЗ (в сетях с изолированной нейтралью).

Как и для предыдущей схемы, в схеме неполной звезды $I_p = I_\phi$ при всех возможных видах КЗ, поэтому для неё $k_{cx}^{(2)} = k_{cx}^{(3)} = 1$

Схема соединения ТТ в треугольник, а обмоток реле – в звезду применяется для защиты силовых трансформаторов со стороны обмотки, соединённой в звезду.

В схеме (см. рис 3.7) начало вторичной обмотки ТТ одной фазы соединяется с концом другой, а реле соединяются в звезду. Для обеспечения работоспособности схемы общая точка звезды реле не заземляется.

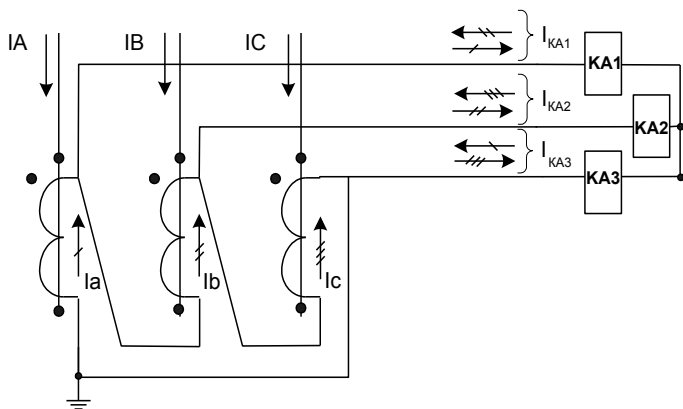


Рис. 3.7. Соединение ТТ в треугольник

Из токораспределения на рис. 3.7 видно, что при трёхфазном КЗ или симметричной нагрузке в каждом реле проходит ток, равный геометрической разности вторичных токов двух фаз или вторичному линейному току (3.16):

$$\dot{I}_{ka1} = \dot{I}_a - \dot{I}_{b'}; \dot{I}_{ka2} = \dot{I}_b - \dot{I}_{c'}; \dot{I}_{ka3} = \dot{I}_c - \dot{I}_{a'}. \quad (3.16)$$

Поскольку $I_\Delta = \sqrt{3} I_\Phi$, то для трёхфазного КЗ $k_{cx}^{(3)} = \frac{I_p}{I_\Phi} = \frac{\sqrt{3} I_\Phi}{I_\Phi} = \sqrt{3}$.

Аналогичным путём можно вывести, что $K_{cx}^{(2)} = 2, K_{cx}^{(1)} = 1$ [1],

т. е. при разных видах КЗ схема треугольника имеет разную чувствительность.

Схема соединений ТТ в неполный треугольники и одним реле, включенным на разность токов двух фаз применяется для защиты высоковольтных электродвигателей. Трансформаторы тока соединяются так, как показано на рис. 3.8, параллельно им включается реле.

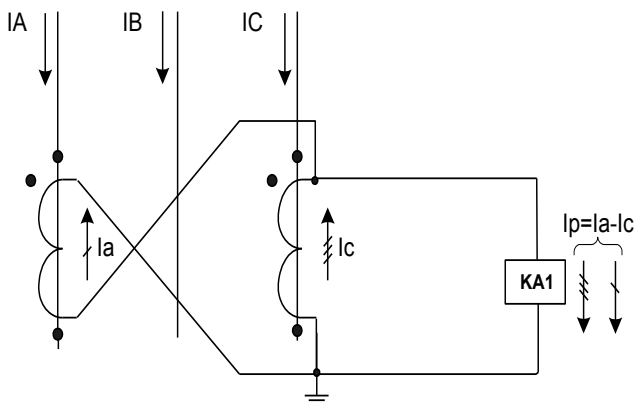


Рис. 3.8. Соединение ТТ в треугольник

Для случая трёхфазного КЗ ток в реле:

$$\dot{I}_p = \dot{I}_a - \dot{I}_c = \sqrt{3}I_\phi, \text{ т. е. } k_{\text{сх}}^{(3)} = \sqrt{3}.$$

При двухфазных КЗ на фазах *A* и *C* $I_p = 2I_\phi$ и $k_{\text{сх}}^{(2)} = 2$. При двухфазных КЗ между *B* и *C* или *A* и *B* $I_p = I_\phi$ и $k_{\text{сх}}^{(2)} = 1$, т. е.

чувствительность схемы будет различной [1].

Схема не реагирует на случай однофазного КЗ в фазе *B* и поэтому применяется только для защит действующих при междуфазных КЗ.

В целом, следует отметить, что основным критерием выбора той или иной схемы соединения ТТ является обеспечение требуемой чувствительности при минимальном количестве оборудования.

4. ОПЕРАТИВНЫЙ ТОК В СХЕМАХ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

4.1. Назначение оперативного тока

Оперативным называется ток, при помощи которого производится управление выключателями, а также питание логических цепей защит, автоматики и различного вида сигнализации.

Источники оперативного тока должны быть постоянно готовы к действию и обеспечивать достаточную величину напряжения или тока во время КЗ или ненормального режима для действия устройств релейной защиты и автоматики, а также для надёжного отключения и включения выключателей, поэтому к их основательности предъявляются самые высокие требования.

В схемах устройств релейной защиты используют следующие виды оперативного тока:

- постоянный;
- переменный;
- выпрямленный.

4.2. Постоянный оперативный ток

В качестве основного источника постоянного оперативного тока используются аккумуляторные батареи с зарядными устройствами, осуществляющие централизованное питание оперативным током цепей всех присоединений.

Ряд стандартных напряжений постоянного оперативного тока – 24, 48, 110 и 220 В.

Для питания устройств РЗА, управления выключателями, аварийной и предупредительной автоматики создаётся специальная сеть оперативного тока (см. рис 4.1). Для обеспечения

надёжного питания оперативным током распределительная сеть делится на отдельные участки (шинки), имеющие самостоятельное питание от сборных шин батареи аккумуляторов.

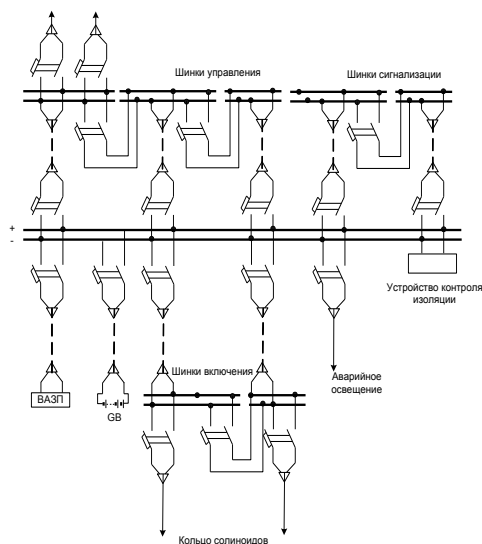


Рис. 4.1. Схема распределительной сети постоянного тока

Наиболее ответственными потребителями являются цепи оперативного тока релейной защиты, автоматики и управления выключателями. Эти цепи питаются от отдельных шинок управления, которые делятся на несколько секций для повышения надёжности рубильниками. От шинок управления питание на цепи релейной защиты, автоматики и управления подаётся через отдельные автоматы или предохранители для каждого выключателя.

Поскольку цепи постоянного оперативного тока являются достаточно протяжёнными и разветвлёнными, то остро стоит вопрос защиты их от повреждений. Помимо КЗ в цепях постоянного тока возможны замыкания на землю (далее – ЗНЗ), вследствие повреждения изоляции. Данные ЗНЗ могут при-

вести к появлению обходных цепей и ложным срабатываниям защиты, поэтому цепи постоянного оперативного тока обязательно оборудуются устройствами контроля изоляции [2].

В целом, аккумуляторные батареи являются наиболее надёжными источниками оперативного тока, обеспечивающими необходимые уровни напряжения и мощности вне зависимости от исполнения основной схемы. Однако при этом им требуются специальные помещения, зарядные устройства и квалифицированное обслуживание, что ведет к значительным капитальным затратам. Поэтому постоянный оперативный ток, как правило, используется на электростанциях и крупных подстанциях с ВН 110 кВ и выше.

4.3. Переменный оперативный ток

Источниками переменного оперативного тока являются измерительные трансформаторы тока, трансформаторы напряжения (ТН) и трансформаторы собственных нужд (ТСН), включаемые соответственно на токи и напряжения элементов защищаемой установки.

Трансформаторы тока являются наиболее надёжными источниками оперативного тока для защит от КЗ. При питании оперативных цепей защит от ТТ оперативным током является ток КЗ, проходящий по его вторичной обмотке.

При этом ТН и ТСН не могут служить источником оперативного тока для непосредственного питания защиты от КЗ, так как при КЗ напряжение снижается на шинах и может оказаться недостаточным для отключения выключателя. Однако при повреждениях и ненормальных режимах, не сопровождающихся глубоким понижением напряжения в сети, ТН и ТСН могут использоваться для питания защит, например таких, как защита от перегрузки, повышения напряжения, газовая защита и т. д.

Для выполнения релейной защиты на переменном токе применяется два основных способа:

1. Использование реле прямого действия типа РТМ, РТВ, РНМ, РНВ. При этом оперативный ток используется только для питания измерительных органов защит.

2. Питание реле и отключающих катушек выключателей переменным током непосредственно от ТТ. Данный способ осуществляется путем дешунтирования электромагнита отключения выключателя.

Упрощённая схема защиты с дешунтированием показана на рис. 4.2.

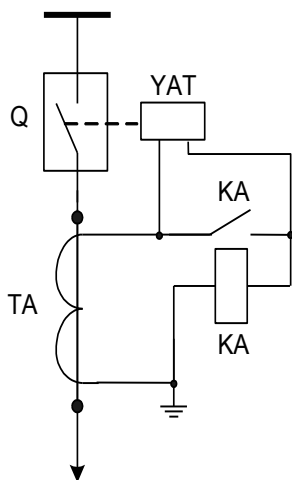


Рис. 4.2. Схема с дешунтированием

В нормальном режиме катушка электромагнита *YAT* зашунтирована контактами *KA* и ток в ней отсутствует. При КЗ реле *KA* срабатывает, размыкает свои контакты, и ток от трансформатора тока поступает в *YAT*, что приводит в действие привод выключателя.

В схемах с дешунтированием используют токовые реле, обладающие мощной контактной системой, например, РТ-85, Р-86 и подобные.

Особенность схем с дешунтированием состоит в том, что после дешунтирования катушки отключения *YAT* в результате срабатывания реле *KA* резко возрастает нагрузка на ТТ, и увеличивается его

погрешность, из-за чего может произойти самовозврат реле и отказ защиты. Чтобы этого не произошло, необходимо при расчёте схемы проверять коэффициент чувствительности для короткого замыкания в конце зоны защиты с учётом погрешности ТТ при дешунтировании и достаточность величины вторичного тока трансформатора тока для катушки отключения *YAT*, а также допустимость для контактов реле *KA* максимального тока при коротком замыкании вблизи места установки защиты [1].

В целом, переменный оперативный ток, в основном, используется на подстанциях с ВН 6...35 кВ с «лёгкими» приводами выключателей, потребляющими мощность не более 50 ВА.

4.4. Выпрямленный оперативный ток

Выпрямленный оперативный ток используется в тех случаях, когда мощности источников переменного тока недостаточно. Источниками выпрямленного оперативного тока являются выпрямительные блоки питания, подключаемые к ТТ и ТН. Наибольшее распространение получили комбинированные источники выпрямленного оперативного тока с параллельным включением выходов блоков на стороне оперативного тока. Преимущество такой схемы (см. рис. 4.3) состоит в том, что в нормальном режиме питание обеспечивает блок напряжения UGV , а при КЗ – токовый блок UGA либо оба блока совместно, за счёт чего повышается общая мощность источника оперативного тока.

Подробнее о выпрямительных блоках питания написано в источнике [4].

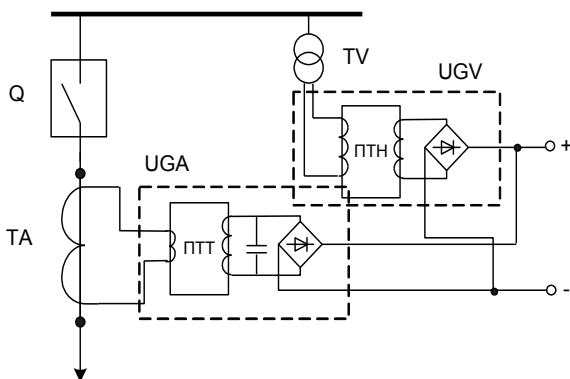


Рис. 4.3. Схема с выпрямительными блоками питания

Областью применения выпрямленного оперативного тока являются подстанции с ВН 6...110 кВ с «тяжёлыми» приводами выключателей (мощностью более 50 ВА), а также подстанции с большим числом полупроводниковых реле, в том числе микропроцессорных, требующих мощного и стабильного источника питания.

В заключение следует сказать, что окончательный выбор того или иного вида оперативного тока зависит от выбранных типов реле, ячеек, выключателей и приводов к ним.

5. ЗАЩИТА ЛИНИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 6...35 кВ

5.1 .Общие сведения

Воздушные и кабельные ЛЭП, имея большую протяжённость, подвержены повреждениям в большей степени, чем другое оборудование. Особенно это относится к воздушным линиям. Поэтому для быстрой локализации повреждений они должны быть оборудованы релейной защитой, действующей на отключение.

Защиты линий отличаются многообразием и определяются главным образом схемой работы линий, напряжением сети и ответственностью питаемых потребителей. В частности, для защиты воздушных и кабельных линий напряжением 6...35 кВ с односторонним питанием применяются ступенчатая токовая защита от межфазных КЗ и токовая защита от замыканий на землю. При этом последняя, как правило, действует на сигнал, а не на отключение линии.

5.2. Ступенчатая токовая защита

Данная защита используется в радиальных сетях напряжением 6...35 кВ с одним источником питания в качестве основной защиты от межфазных КЗ и перегрузок. В качестве дополнительной защита может использоваться и в сетях более высоких классов напряжений.

Защита состоит из трёх ступеней: токовой отсечки мгновенного действия, токовой отсечки с выдержкой времени и максимальной токовой защиты. При упрощенном варианте защиты устанавливают только первую и третью ступени.

5.2.1. Токовая отсечка мгновенного действия

Токовая отсечка (ТО) получила широкое распространение в качестве защиты ВЛ и КЛ от межфазных КЗ. Может устанавливаться как часть ступенчатой токовой защиты или самостоятельно, как отдельная защита.

Селективность действия ТО комплекта AI (см. рис. 5.1) обеспечивается выбором её тока срабатывания путём отстройки от тока трёхфазного КЗ в конце защищаемой линии (точка KI) (5.1):

$$I_{сз AI}^I \geq k_n \cdot I_{K1max}^{(3)}, \quad (5.1)$$

где k_n – коэффициент надёжности, учитывающий погрешности расчёта, погрешности измерительных трансформаторов, погрешности реле и наличие апериодической составляющей в токе КЗ. k_n принимается равным 1,2...2;

$I_{K1max}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ в максимальном режиме работы системы.

Таким образом, ТО обладает абсолютной селективностью.

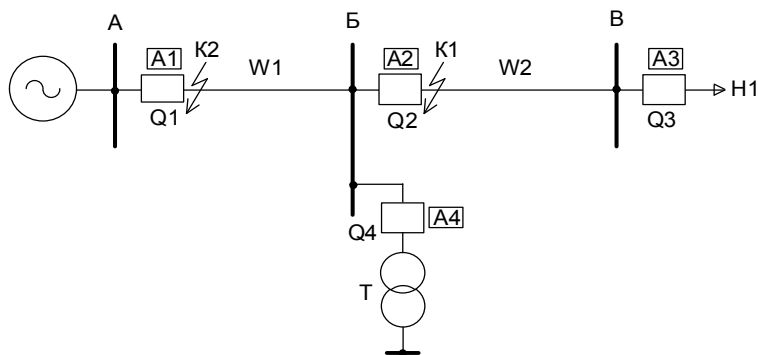


Рис. 5.1. Выбор тока срабатывания ТО

Если через защищаемую линию питается силовой трансформатор, то необходима отстройка тока срабатывания защиты от броска тока намагничивания при включении трансформатора в работу (5.2):

$$I_{сз.д1}^I \geq (4...5) \cdot I_{тном} . \quad (5.2)$$

Из двух полученных значений тока срабатывания принимается наибольшее.

Время срабатывания токовой отсечки мгновенного действия составляет $t_{сз.д1}^I = 0,1 \dots 0,15$ с.

Проверка чувствительности ТО производится по КЗ в начале защищаемой линии (точка К2), в наиболее благоприятном с точки зрения чувствительности режиме (5.3):

$$k_q = \frac{I_{К2\min}^{(2)}}{I_{сз}} \geq 1,2 . \quad (5.3)$$

Проверка на чувствительность в конце защищаемой линии не имеет смысла, так как, фактически, от тока КЗ в этой точке защита отстраивалась.

Вследствие такого выбора уставок в зону действия ТО входит не вся длина защищаемой линии. Поэтому ТО не может являться основной и единственной защитой линии от межфазных КЗ.

Применение токовой отсечки можно считать эффективным, если зона её действия $l_{сз}$ составляет не менее 15...20 % от длины защищаемой линии, что автоматически выполняется при $k_q \geq 1,2$.

Можно точно определить долю длины линии, защищаемую отсечкой. Для этого строят кривую распределение тока КЗ вдоль линии. Пересечение этой кривой с током срабатывания отсечки и позволяет определить зону её действия $l_{сз}$ (см. рис. 5.2).

Из рис. 5.2 видно, что зона действия ТО будет зависеть от вида короткого замыкания. При трёхфазном КЗ зона действия будет больше, при двухфазном – меньше. Таким же образом на зону действия будет влиять и режим работы системы.

Токовая отсечка может использоваться и на линиях с двухсторонним питанием. В этом случае её зона действия может перекрывать всю длину линии [1].

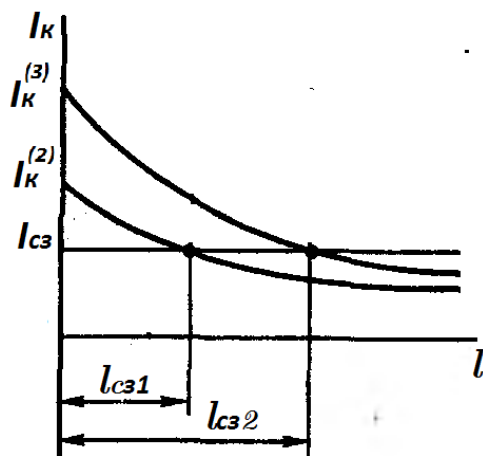


Рис. 5.2. Определение зоны действия ТО

К достоинствам ТО можно отнести простоту исполнения, высокое быстродействие и надёжность. К недостаткам — защиту не всей длины линии и зависимость зоны действия от вида КЗ и режима работы системы.

5.2.2. Токовая отсечка с выдержкой времени

ТО с выдержкой времени обычно используется как вторая ступень ступенчатой токовой защиты. Основное назначение — защита от межфазных КЗ зоны, в которую входят конец защищаемого участка линии, шины приёмной подстанции или распредпункта и участок до следующего выключателя.

Селективная работа ТО с выдержкой времени (см. рис. 5.3) комплекта АІ обеспечивается в том случае, если зона её дей-

ствия не перекрывается зоной действия аналогичной ступени предыдущего компонента $A2$ (защита, к примеру, не должна действовать при КЗ в точке $K2$).

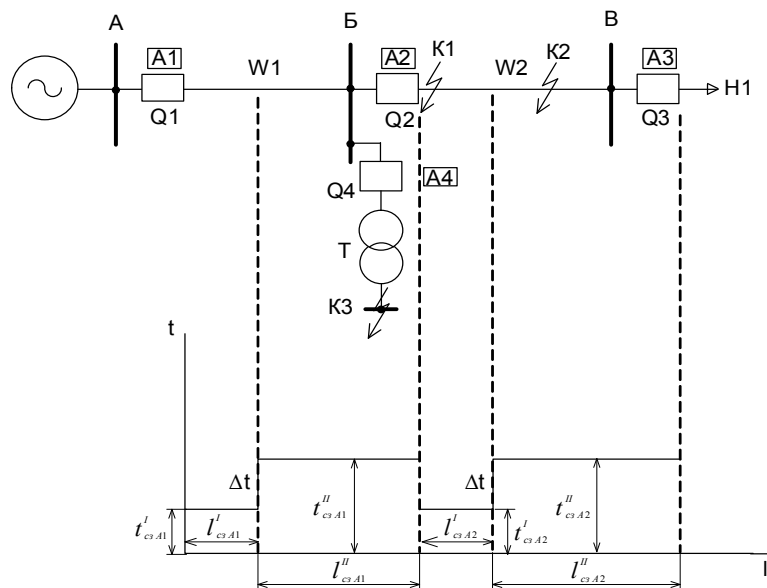


Рис. 5.3. Зоны действия время срабатывания ТО с выдержкой времени

Поскольку зона действия второй ступени комплекта $A2$ начинается там, где завершается зона действия первой ступени $A2$, то ток срабатывания второй ступени комплекта $A1$ должен быть отстроен от тока срабатывания первой ступени $A2$ (5.4):

$$I''_{сз A1} \geq k_n \cdot I^I_{сз A2}, \quad (5.4)$$

где $k_n = 1, 1 \dots 1, 2$ учитывает те же факторы, что и для токовой отсечки мгновенного действия, но без апериодической составляющей тока КЗ.

В случае, если защита трансформатора $A4$ имеет время срабатывания больше времени срабатывания второй ступени комплекта $A1$, необходим учёт условия (5.5):

$$I_{сз\ A1}^I \geq k_n \cdot I_{K3\max}^{(3)}, \quad (5.5)$$

где $I_{K3\max}^{(3)}$ – ток трёхфазного КЗ за трансформаторов в максимальном режиме работы (точка $K3$).

Из двух условий выбирают наибольшее.

Чувствительность защиты проверяется по КЗ в конце защищаемой зоны по наиболее сложному с точки зрения чувствительности режиме (точка $K1$) (5.6):

$$k_q = \frac{I_{K1\min}^{(2)}}{I_{сз}} \geq 1,3. \quad (5.6)$$

Поскольку ТО с выдержкой времени обладает относительной селективностью, в её действие необходимо ввести выдержку времени. Время срабатывания защиты выбирается, исходя из условий сохранения селективной работы. Для этого необходима отстройка от времени срабатывания от первой ступени предыдущего и своего комплекта (5.7):

$$\begin{cases} t_{сз\ A1}^{II} \geq t_{сз\ A1}^I + \Delta t; \\ t_{сз\ A1}^{II} \geq t_{сз\ A2}^I + \Delta t, \end{cases} \quad (5.7)$$

где Δt – ступень селективности, минимальная величина времени, позволяющая обеспечить селективную работу соседних ступеней одного комплекта защиты.

В зависимости от алгоритма защиты Δt составляет 0,3...0,6 с. Обычно в практических расчётах используют $\Delta t = 0,5$ с.

ТО с выдержкой времени при соответствующем выборе её параметров сохраняет селективность и на линиях с двухсторонним питанием.

Основные достоинства и недостатки ТО с выдержкой времени те же, что и для ТО мгновенного действия.

5.2.3. Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита (далее – МТЗ) используется в качестве последней ступени ступенчатой токовой защиты и самостоятельно. В отдельных случаях может являться основной и единственной защитой линии, поскольку в её зону действия входит вся защищаемая линия.

Выдержка времени в данной ступени выбирается по ступенчатому принципу, т. е. расчёт начинают с наиболее удалённого от источника участка и по мере приближения к источнику время срабатывания МТЗ очередного комплекта защиты увеличивают на ступень селективности Δt по сравнению с предыдущим (см. рис 5.4) (5.8):

$$t_{сз\ A2}^{III} \geq t_{сз\ A3}^{III} + \Delta t; t_{сз\ A1}^{III} \geq t_{сз\ A2}^{III} + \Delta t . \quad (5.8)$$

МТЗ может выполняться как с независимой (реле РТ-40, РСТ-11, РСТ-12), так и с ограниченно зависимой (реле РТ-80, РТВ) время-токовой характеристикой. Основными преимуществами защиты с зависимой характеристикой является более быстрое отключение близких к источнику питания повреждений, отсутствие отдельных реле времени и удобное согласование с пусковыми характеристиками двигателей. Основным недостатком подобной реализации МТЗ заключается в необходимости постоянного контроля над изменениями схемы электропитания и адекватного изменения уставок защит [1].

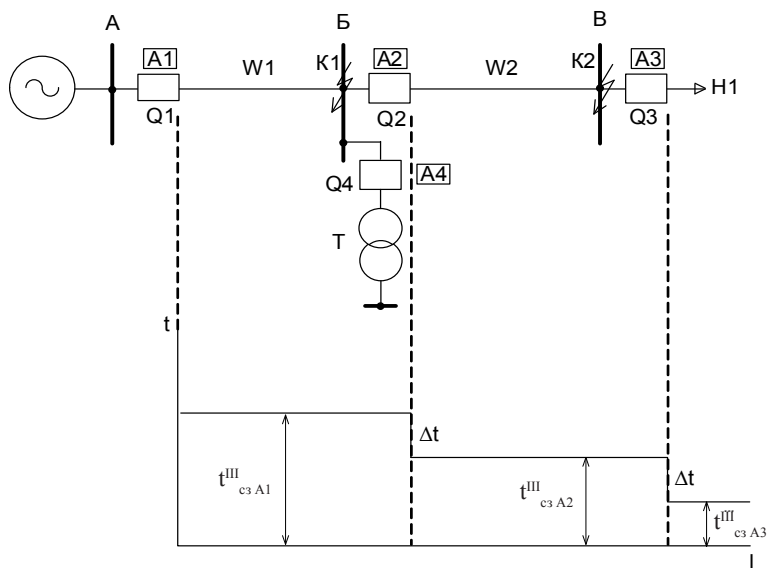


Рис. 5.4. Выбор выдержки времени МТЗ

Выбор тока срабатывания производится отстройкой от максимального рабочего тока линии, что имеет место в режимах пуска или самозапуска двигательной нагрузки (5.9):

$$I_{сз} \geq \frac{k_n}{k_{сзп}} k_{сзп} I_{раб\ max}, \quad (5.9)$$

где $k_n = 1, 1 \dots 1, 2$ – коэффициент надёжности;

$k_{сзп}$ – коэффициент самозапуска, в зависимости от доли мощности и характера двигательной нагрузки принимает значение от 1,5 до 7;

$k_{сз} = 0,8 \dots 0,95$ – коэффициент возврата, учитывает необходимость возврата реле в исходное состояние при повреждении на смежном участке, отключаемым своей защитой.

Вторым условием выбора уставки является согласование с МТЗ предыдущих комплектов (5.10):

$$I_{c3(n-1)}^{III} \geq I_{c3n}^{III}. \quad (5.10)$$

Например, для комплекта защиты AI :

$$I_{c3A1}^{III} \geq I_{c3A2}^{III} + I_{т max}, \text{ где } I_{т max} - \text{максимальный рабочий ток}$$

трансформатора.

Чувствительность МТЗ проверяется по минимальному току КЗ в конце защищаемой линии (точка KI) (5.11):

$$k_q = \frac{I_{K1min}^{(2)}}{I_{c3}} \geq 1,5. \quad (5.11)$$

Если МТЗ осуществляет дальнейшее резервирование, то чувствительность проверяется по минимальному току КЗ в конце смежного участка (5.12):

$$k_q = \frac{I_{K2min}^{(2)}}{I_{c3}} \geq 1,2. \quad (5.12)$$

При наличии нескольких линий, питающихся через данный комплект защиты, $k_q = 1,2$ должен обеспечиваться при КЗ в конце любой из них.

Обеспечение селективной работы максимальной токовой защиты по времени с помощью ступенчатого принципа ограничивает область использования с сетями с односторонним питанием. Основным недостатком МТЗ является возможность селективной работы только в радиальных сетях с односторонним питанием, вследствие выбора её выдержки времени по ступенчатому принципу. При этом выдержка времени комплектов вблизи источников питания может оказаться недопустимо большой. Требуемая чувствительность также не всегда может быть обеспечена особенно при дальнем резервировании. Однако, защита является простой и надёжной, и

поэтому широко используется в радиальных сетях с одним источником питания до 10 кВ включительно в качестве основной и в сетях более высоких напряжений (до 35 кВ) в качестве дополнительной.

5.2.4. Принципиальная схема ступенчатой токовой защиты

Принципиальная схема трёхступенчатой токовой защиты на постоянном оперативном токе с включением измерительных органов по схеме неполной звезды представлена на рис. 5.5.

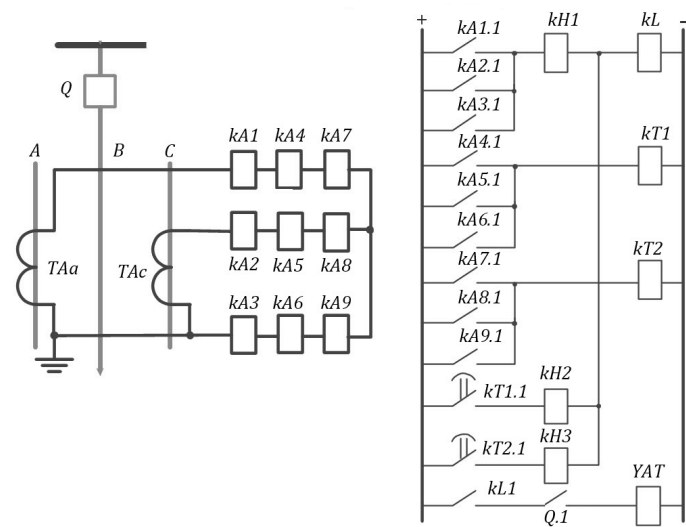


Рис. 5.5. Схема ступенчатой токовой защиты

Работа схемы заключается в следующем. При коротком замыкании в зоне действия первой ступени срабатывают пусковые органы первой, второй и третьей ступеней. Реле первой ступени $KA1$, $KA2$, $KA3$ подают питание на выходное реле

KL , реле второй ступени $KA4$, $KA5$, $KA6$ – на реле времени $KT1$, реле третьей ступени $KA7$, $KA8$, $KA9$ – на реле времени $KT2$. Времена срабатывания KL , $KT1$, $KT2$ соотносятся между собой следующим образом: $t_{KL} < t_{KT1} < t_{KT2}$. Следовательно, первым сработает выходное реле KL , и короткое замыкание отключится без выдержки времени.

При КЗ в зоне действия второй ступени сработают пусковые органы второй и третьей ступени и подадут питание на реле $KT1$ и $KT2$. Первым сработает $KT1$, и короткое замыкание отключится с выдержкой времени равной 0,5 с.

Третья ступень срабатывает при отказе первой или второй ступени или при отказе защиты смежного участка.

Реле $KN1$, $KN2$, $KN3$ служат для указания на срабатывание соответствующей ступени защиты.

Блок-контакт выключателя $Q.1$ в цепи электромагнита отключения YAT размыкает эту цепь при отключении выключателя после срабатывания защиты, предотвращая тем самым обгорание контактов KL при разрыве тока в цепи с большой индуктивностью YAT .

В качестве токовых реле в схеме защиты могут использоваться РТ-40, РСТ-11, РСТ-12.

Подробнее о других вариантах исполнения токовых защит изложено в источниках [1; 2].

5.3. Защита от замыканий на землю

В соответствии с ПУЭ, сети 6-35 кВ работают с изолированной или компенсированной нейтралью и поэтому являются сетями с малыми токами замыкания на землю. Однофазные замыкания в таких сетях не приводят к значительному изменению междуфазных напряжений, что позволяет продолжить электроснабжение большинства потребителей. Соответственно, данный вид повреждения не требует немедленного отключения защищаемой линии. Однако, чтобы избежать перехода

простого ЗНЗ в межфазное КЗ, ПУЭ обязывают оперативный персонал немедленно приступить к отысканию места повреждения и устранить его в кратчайший срок.

Для этой цели на каждой секции 10 кВ питающей подстанции 110/10 или 35/10 кВ устанавливается устройство контроля изоляции, фиксирующее факт появления ЗНЗ в любой точке электрически связанной сети и действующее на сигнал. Примером выполнения таких устройств может служить вторичная обмотка трансформатора напряжения НАМИ, соединённая по схеме «разомкнутый треугольник». Прочие способы выполнения устройств контроля изоляции и принципы их действия достаточно подробно изложены в источниках [1; 4].

Обладая высокой чувствительностью, данные устройства контроля изоляции не являются селективными. При отсутствии на линиях 10 кВ селективных защит от однофазных ЗНЗ ПУЭ допускают поиск повреждённого элемента путём поочередного отключения присоединений. При отключении повреждённого присоединения прекращается действие устройства контроля на сигнал. Однако такой способ не всегда возможен и эффективен. Поэтому стремятся дополнительно к устройству контроля изоляции на всех линиях 6...35 кВ, отходящих от шин РП и ГПП устанавливать селективные защиты от однофазных замыканий на землю.

Такая защита, как в компенсированных, так и в некомпенсированных сетях, может быть выполнена на реле РТЗ-51, реагирующем на токи нулевой последовательности промышленной частоты и действующим на сигнал. Токовые цепи защиты подключаются через трансформатор тока нулевой последовательности (далее – ТТНП). Первичный ток срабатывания защиты отстраивается от броска собственного ёмкостного тока защищаемой линии при внешнем перемежающемся ЗНЗ [1] (5.13):

$$I_{сз\ расч} \geq K_{отс} \cdot K_b \cdot I_C, \quad (5.13)$$

где $k_{отс} = 1,1-1,2$ – коэффициент отстройки;

$k_6 = 2-2,5$ – коэффициент, учитывающий бросок собственного ёмкостного тока;

I_C – собственный ёмкостной ток линии.

Определение I_C производится:

а) для воздушной линии: $I_C = I_{Cwl} \cdot l$,

где I_{Cwl} – ёмкостной ток 1 км воздушной линии;

l – длина линии, км;

б) для кабельной линии: $I_C = I_{Ckl} \cdot l \cdot m$,

где I_{Ckl} – ёмкостный ток 1 км кабеля;

m – число параллельных кабелей в линии.

Полученное по выражению (5.13) значение $I_{сз\ расч}$ должно находиться в интервале первичных токов срабатывания, приведённых в табл. 5.1.

Таблица 5.1

**Первичные токи срабатывания защиты от замыканий
на землю с реле типа РТЗ-51, А**

Тип ТТНП	Число и соединение трансформаторов тока нулевой последовательности						
	1	2	3	4	2	3	4
	последовательное				параллельное		
ТЗЛ	$\frac{0,68}{3,96}$	$\frac{1,25}{6,80}$	$\frac{1,95}{9,83}$	$\frac{2,48}{14,6}$	$\frac{0,97}{4,25}$	$\frac{1,19}{4,80}$	$\frac{1,43}{5,95}$
ТЗЛМ	$\frac{0,60}{3,26}$	$\frac{1,08}{6,35}$	$\frac{1,60}{9,60}$	$\frac{2,16}{13,0}$	$\frac{0,89}{4,62}$	$\frac{1,08}{5,1}$	$\frac{1,33}{5,66}$
ТЗР	$\frac{0,90}{3,80}$	$\frac{1,26}{6,20}$	нет данных	нет данных	$\frac{1,41}{6,10}$	нет данных	нет данных
ТЗЛР	$\frac{0,81}{4,17}$	$\frac{1,34}{7,90}$	$\frac{1,95}{11,70}$	$\frac{2,56}{15,44}$	$\frac{1,00}{5,00}$	$\frac{1,20}{6,10}$	$\frac{1,52}{7,20}$

В табл. 5.1 в числителе приведены минимальные, а в знаменателе максимальные токи срабатывания. Если $I_{сз\ расч}$ окажется меньше минимального тока срабатывания $I_{сз\ мин}$, указанного в таблице, то принимается $I_{сз} = I_{сз\ мин}$.

Чувствительность защиты проверяется по формуле (5.14)

$$k_q = \frac{I_{c\Sigma} - I_c - I_L}{I_{c3}}, \quad (5.14)$$

где $I_{c\Sigma}$ – наименьшее реальное значение суммарного ёмкостного тока ЗНЗ, определяемого длиной линий, электрически связанных с точкой повреждения;

I_L – значение тока, на которое настроен дугогасящий реактор.

Величина k_q должно быть не менее 1,25 для кабельных и не менее 1,5 для воздушных линий.

Чувствительность защиты на реле РТЗ-51 трудно обеспечить, если суммарный ёмкостной ток сети и ёмкостной ток защищаемого присоединения мало различаются. В таких случаях селективную защиту от ЗНЗ для некомпенсированных сетей можно выполнить с помощью направленной токовой защиты ЗЗП-1М, включаемой на трансформатор тока нулевой последовательности и на разомкнутый треугольник вторичных обмоток трансформатора напряжения. Эта защита также реагирует на составляющие нулевой последовательности промышленной частоты.

Расчётный ток срабатывания защиты определяют, исходя из требования обеспечить коэффициент чувствительности $k_q = 2$ при однофазном ЗНЗ на защищаемой линии (5.15):

$$I_{c3 \text{ расч}} = \frac{I_{c\Sigma} - I_c}{k_q}. \quad (5.15)$$

Принятый ток срабатывания I_{c3} выбирается равным ближайшему меньшему к $I_{c3 \text{ расч}}$ значению из ряда: 0,07 А; 0,5 А; 2 А. Чувствительность защиты проверяется с учётом 30 % разброса, имеющего место в защите (5.16):

$$k_q = \frac{I_{c\Sigma} - I_c}{1,3 \cdot I_{c3}} \geq 2. \quad (5.16)$$

В сетях, где значение суммарного ёмкостного тока настолько велико, что $k_q \gg 2$ рекомендуется закруглять за-

щиту переходом на более грубые уставки при сохранении условия выражения (5.16). Связано это с тем, что после отключения повреждённого присоединения, возможно ложное срабатывание защит ЗЗП-1М на неповреждённых присоединениях за счёт составляющих переходного процесса в защищаемой сети.

При использовании направленных защит типа РТЗ-51 и ЗЗП-1М на воздушных линиях следует помнить о необходимости кабельного ввода (вставки) для подключения защиты.

Кроме рассмотренных защит в кабельных сетях 10 (6) кВ, работающих с компенсированной нейтралью, широко применяются устройства сигнализации однофазных ЗНЗ типа УСЗ-2/2, УСЗ-3, УСЗ-3М, основанные на измерении токов высших гармоник. Допустимо применение устройств УСЗ-3 и УСЗ-3М в некомпенсированных сетях при значениях токов замыкания на землю больших 3...5 А. Описание работы этих устройств и необходимый расчёт имеются в источнике [1].

Перечисленные устройства позволяют определить лишь повреждённое присоединение и дать направление дальнейшему поиску места замыкания на землю.

5.4. Микропроцессорная защита линий 6...35 кВ

Ранее (см. § 2.4) уже отмечались преимущества микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики перед электромеханическими и электронномеханическими устройствами. Основными из них являются интеграция всех защит элемента системы электроснабжения в одном устройстве и широкий функционал.

По этой причине микропроцессорные устройство в настоящее время получают всё более широкое применение, в частности, и для защит линий напряжением 6...35 кВ.

Наиболее часто в схемах РЗ и А подстанций встречаются устройства Micom-P200, SPAC-810, БМРЗ-100, ТЭМП-2501, «Сириус-2Л». Последнее и рассмотрим в качестве примера.

Микропроцессорное устройство защиты «Сириус-2Л» (производитель ЗАО «Радиус-Автоматика») предназначено для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации присоединений напряжением 6...35 кВ [10].

Его устанавливают в релейных отсеках КРУ, КРУН и КСО, на панелях и в шкафах в релейных залах и пультах управления электростанций и подстанций 6...35 кВ.

Оно служит для защиты воздушных и кабельных линий, а также трансформаторов, преобразовательных агрегатов и т. д.

Устройство выполняют следующие функции релейной защиты:

- трёхступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ-1; 2; 3) от междуфазных повреждений с контролем двух- или трёхфазных токов;

- дополнительная ступень МТЗ-4 для реализации «адресного» отключения или сигнализации длительных перегрузок;

- автоматический ввод ускорения любых ступеней МТЗ при любом включении выключателя;

- защита от обрыва фазы питающего фидера (ЗОФ);

- защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) по сумме высших гармоник;

- защита от однофазных замыканий на землю по току основной частоты;

- выдача сигнала пуска МТЗ для организации логической защиты шин.

Функции автоматики, выполняемые устройством:

- операции отключения и включения выключателя по внешним командам с защитой от многократных включений выключателя;

- возможность подключения внешних защит, например дуговой, или от однофазных замыканий на землю;

- формирование сигнала УРОВ при отказах своего выключателя;

- одно- или двукратное АПВ;

- исполнение внешних сигналов АЧР и ЧАПВ.

Устройство производит измерение электрических параметров входных аналоговых сигналов фазных токов I_A , I_B , I_C тока нулевой последовательности $3I_0$, а также вычисление тока обратной последовательности I_2 . При отсутствии измерительного трансформатора тока в фазе B ток фазы B рассчитывается как разность токов фаз A и C .

МТЗ устройства «Сириус-2Л» может иметь 4 ступени: первая – МТЗ-1 (токовая отсечка) с независимой времятоковой характеристикой; вторая – МТЗ-2 и третья – МТЗ-3 с зависимыми или независимыми времятоковыми характеристиками. Тип зависимости время-тока ступеней МТЗ-2 и МТЗ-3 задаётся с помощью уставок.

На защитах МТЗ-1 – МТЗ-3 реализуется ступенчатая токовая защита линии. Уставки ступеней защиты рассчитываются аналогично рассмотренным в § 5.2. В случае выбора для второй и третьей ступеней зависимой времятоковой характеристики её вид может быть выбран по одному из пяти вариантов:

- нормально инверсная характеристика;
- сильно инверсная характеристика;
- чрезвычайно инверсная характеристика;
- крутая характеристика (типа РТВ-1);
- пологая характеристика (типа РТ-80).

Характеристики выдержек времени определяются по выражениям, приведённым в источнике [10].

Дополнительная ступень МТЗ-4 предназначена для отключения присоединения при длительном превышении током заданной уставки, что, например, требуется при «адресном отключении». Ступень МТЗ-4 может быть введена или выведена, действовать на отключение и сигнализацию (имеет две уставки по времени срабатывания) или только на сигнализацию. В отличие от других ступеней МТЗ, при пуске данной ступени не срабатывает реле «Пуск МТЗ», чтобы не блокировать логическую защиту шин при больших временах выдержки МТЗ-4. Время выдержки МТЗ-4 не зависит от тока.

Для уставки по времени срабатывания предусматривается как независимая, так и зависимая (по выбору) характеристики [10].

Функциональная логическая схема построения защиты от ЗНЗ показана на рис. 5.7.

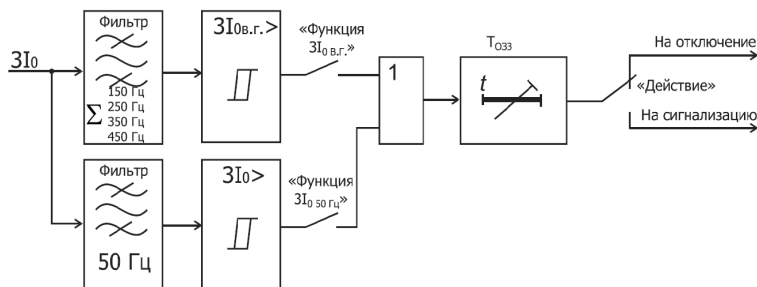


Рис. 5.7. Функциональная схема защиты от ЗНЗ

Описание прочих защит устройства «Сириус-2Л» приведено в источнике [10].

Схема подключения устройства приведена на рис. 5.8.

Выпускается ещё устройство «Сириус-2МЛ», отличающееся от вышеописанного наличием входов для вторичных фазных напряжений и напряжения нулевой последовательности. Данное устройство позволяет организовать направленность защит от межфазных КЗ и защит от ЗНЗ, а также выполнить защиты минимального и максимального напряжения.

6. ЗАЩИТА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

6.1. Общие сведения

Несмотря на то, что у трансформаторов отсутствуют движущееся и вращающееся части, в процессе эксплуатации возможны и практически имеют место повреждения и нарушение нормальных режимов работы. Поэтому, в соответствии с ПУЭ, для силовых трансформаторов с обмоткой ВН 3 кВ и выше должны быть предусмотрены устройства РЗ от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- межвитковых замыканий в обмотках;
- сверхтоков в обмотках, обусловленных внешним КЗ;
- сверхтоков в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла;
- однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединения к сети с глухозаземлённой нейтралью;
- однофазных замыканий на землю в сетях 3...10 кВ с изолированной нейтралью, если трансформатор питает сеть, в которой отключение однофазных ЗНЗ необходимо по требованиям безопасности.

В соответствии с назначением, для защиты трансформаторов при их повреждениях и ненормальных режимах работы применяются следующие типы защит: двухступенчатая токовая защита, дифференциальная защита, МТЗ от внешних КЗ и перегрузки, газовая защита.

Кроме того, в отдельных случаях на трансформаторах устанавливаются другие виды защит.

6.2. Газовая защита

Газовая защита (ГЗ) устанавливается на трансформаторах (автотрансформаторах) и реакторах с масляным охлаждением,

имеющих расширители. Применение ГЗ является обязательным на трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 6300 кВА и более, а также на трансформаторах мощностью 1000...4000 кВА, не имеющих дифференциальной защиты или ТО, и если МТЗ имеет выдержку времени 1с и более. На трансформаторах мощностью 1000...4000 кВА применение ГЗ при наличии другой быстродействующей защиты допускается, но не является обязательным. Применение ГЗ является обязательным также для внутрицеховых трансформаторов мощностью 630 кВА и выше, независимо от наличия других быстродействующих защит.

Действие ГЗ основано на том, что всякие, даже незначительные повреждения, а также повышение нагрева внутри бака трансформатора вызывают разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа. Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы при медленном газообразовании подавался предупредительный сигнал, а при бурном – ГЗ действовала на отключение. Бурным газообразованием обычно сопровождается КЗ внутри бака трансформатора. Кроме того, ГЗ действует на сигнал или на отключение при опасном понижении уровня масла в баке трансформатора. ГЗ является универсальной и наиболее чувствительной защитой трансформаторов и автотрансформаторов от внутренних повреждений. Она реагирует на такие опасные повреждения, как замыкания между витками обмоток, на которые не реагируют другие виды защит из-за недостаточной величины тока при этом повреждении.

ГЗ осуществляется с помощью специальных газовых реле, которые подразделяются на поплавковые, лопастные и чашечные. Газовое реле представляет собой металлический кожух, врезанный в маслопровод между баком трансформатора и расширителем. В нормальном режиме работы реле заполнено маслом. Кожух имеет смотровое стекло со шкалой

(6.4), с помощью которой определяется объём скопившегося в реле газа. На крышке газового реле имеется краник для выпуска воздуха и взятия пробы газа для его анализа, а также расположены контакты для подключения кабеля. Время действия газового реле не превышает 0,5 с.

Для предотвращения сбоев в работе ГЗ трансформатор обычно устанавливают под углом $1...3^\circ$ в сторону расширителя с целью облегчения сбора газов в реле.

Помимо своих несомненных достоинств газовая защита обладает одним существенным недостатком, а именно, она не реагирует на повреждения вне бака трансформатора. Поэтому газовая защита не может являться основной и единственной защитой трансформатора [1].

6.3. Токовая защита от межфазных КЗ

Как правило, на трансформаторах мощностью ниже 6300 кВА, работающих единично, и трансформаторах мощностью ниже 4000 кВА, работающих параллельно, для защиты от межфазных КЗ устанавливается двухступенчатая токовая защита в составе токовой отсечки (ТО) и максимальной токовой защиты (МТЗ). Место установки защиты – у выключателя со стороны источника питания (см. рис 6.1).

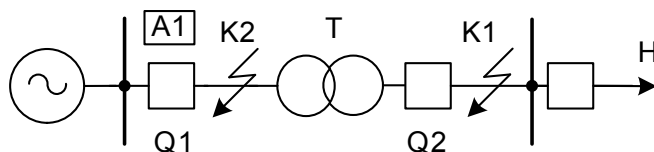


Рис. 6.1. Токовая защита

Действие ТО трансформатора основано на том принципе, что и ТО линий. При КЗ на вводах трансформатора со сторо-

ны питания ток КЗ значительно больше, чем при КЗ на стороне нагрузки, т. е. за трансформатором. Используя это обстоятельство, ток срабатывания выбирается таким образом, чтобы защита не работала при КЗ за трансформатором, чем и обеспечивается её селективность (6.1):

$$I_{cз} = k_n \cdot I_{K1\max}^{(3)}, \quad (6.1)$$

где k_n – коэффициент надёжности, равный 1,2...2;

$I_{K1\max}^{(3)}$ – ток трёхфазного КЗ за трансформатором в максимальном режиме работы системы, протекающий через трансформатор при КЗ за ним (точка K1).

При таком выборе уставки отсечка автоматически оказывается отстроенной от броска тока намагничивания при включении трансформатора в работу.

Чувствительность ТО определяется по двухфазному КЗ на выводах обмотки ВН трансформатора в минимальном режиме работы системы (точка K2) (6.2):

$$k_q = \frac{I_{K2\min}^{(2)}}{I_{cз}} \geq 2. \quad (6.2)$$

В случае, если токовая отсечка не обладает достаточной чувствительностью, её заменяют дифференциальной защитой трансформатора.

Как и в случае с защитой линий, токовая отсечка защищает только часть трансформатора. В её зону действия входит только обмотка ВН и ее выводы. Поэтому ТО дополняется МТЗ, в зону действия которой входит весь трансформатор и его присоединения с выключателями.

Время срабатывания МТЗ отстраивается от максимального времени срабатывания защит предыдущих элементов (6.3):

$$t_{cз} = t_{cз\max\text{пред}} + \Delta t. \quad (6.3)$$

Ток срабатывания МТЗ отстраивается от максимального рабочего тока нагрузки трансформатора (6.4):

$$I_{c3} = \frac{k_n}{k_\theta} \cdot k_{c3n} \cdot I_{\text{раб max}} , \quad (6.4)$$

где $k_n = 1, 1 \dots 1, 2$;

$k_\theta = 0, 8 \dots 0, 95$ в зависимости от типа реле;

$k_{c3n} = 1, 5 \dots 7$;

$I_{\text{раб max}}$ – рабочий максимальный ток нагрузки трансформатора.

Чувствительность МТЗ проверяется по двухфазному КЗ за трансформатором (точка KI) (6.5):

$$k_\chi = \frac{I_{KI \min}^{(2)}}{I_{c3}} \geq 1, 5 . \quad (6.5)$$

На многообмоточных трансформаторах МТЗ устанавливается со стороны каждой из сторон. При таком исполнении срабатывает только ближайший к месту повреждения комплект МТЗ, а потребители остальных обмоток остаются в работе.

Принципиальная схема ступенчатой токовой защиты трансформатора аналогична таковой для защиты линий с той лишь разницей, что защита отключает выключатели $Q1, Q2$ с обеих сторон трансформатора (если имеется выключатель со стороны НН). Делается для предотвращения обратной подпитки точки КЗ со стороны нагрузки или другого трансформатора [1; 4].

6.4. Дифференциальная защита

6.4.1. Общие сведения

Дифференциальная защита применяется в качестве основной быстродействующей защиты трансформаторов и автотрансформаторов от межфазных КЗ. Ввиду её сравнительной сложности, дифференциальная защита устанавливается не на всех трансформаторах и лишь в следующих случаях:

1. На одиночно работающих трансформаторах мощностью 6300 кВА и выше.
2. На параллельно работающих трансформаторах мощностью 4000 кВА и выше.
3. На трансформаторах мощностью 1000 кВА и выше, если токовая отсечка не обеспечивает необходимой чувствительности $\kappa_y > 2$, а МТЗ имеет время срабатывания $t > 1$ с.

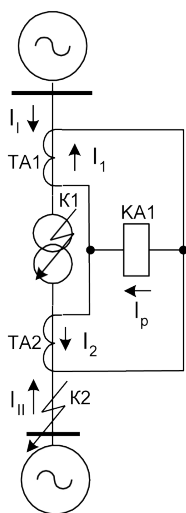


Рис. 6.2. Принцип выполнения дифференциальной защиты

При параллельной работе трансформаторов дифференциальная защита обеспечивает не только быстрое, но селективное отключение повреждения трансформатора.

Для выполнения защиты трансформаторов устанавливаются ТТ со стороны всех напряжений. Вторичные обмотки ТТ соединяются в так называемую дифференциальную схему и параллельно с ней подключается токовое реле (см. рис. 6.2). Зона действия защиты, таким образом, располагается между местами установок ТТ.

Коэффициенты трансформации ТТ выбираются таким образом, чтобы вторичные токи I_1 , I_2 в плечах дифференциальной защиты были близки по значению.

При КЗ в зоне действия защиты (точка $K1$) ток в реле равен сумме токов в плечах: $I_p = I_1 + I_2$. Под влиянием этого тока защита срабатывает и действует на отключение повреждённого трансформатора.

При внешнем КЗ (точка $K2$) ток в реле равен разности токов плечей, и поскольку $I_1 = I_2$ (в идеальном случае), то $I_p = I_1 - I_2 = 0$. Следовательно, дифференциальная защита не реагирует на внешние КЗ, чем и обеспечивается селективность её действия.

Практически же, вследствие несовпадения характеристик ТТ, вторичные токи не равны и поэтому в реле протекает ток

небаланса $I_{нб} = I_1 - I_2$. Поэтому, во избежание ложных срабатываний, ток срабатывания дифференциальной защиты должен быть отстроен от тока небаланса (6.6):

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I_{нб.расч.}, \quad (6.6)$$

где k_n – коэффициент надёжности, равный 1,3.

Подробнее о природе тока небаланса написано в источнике [1].

Величина суммарного расчётного ток небаланса определяется, как сумма трёх составляющих (6.7):

$$I_{нб.расч.} = I_{1нб.расч.} + I_{2нб.расч.} + I_{3нб.расч.}, \quad (6.7)$$

Первая составляющая тока небаланса обусловлена погрешностью работы ТТ и вычисляется по формуле (6.8)

$$I_{1нб.расч.} = k_a \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{кmax}^{(3)}, \quad (6.8)$$

где k_a – коэффициент апериодичности, для реле с БНТ и короткозамкнутой обмоткой $k_a = 1$, для реле без БНТ $k_a = 2$;

$k_{одн}$ – коэффициент однотипности ТТ $k_{одн} = 0,5$ при обтекании ТТ близкими по величине токами, $k_{одн} = 1$ в остальных случаях;

ε – погрешность ТТ, удовлетворяющая 10 % погрешности;

$I_{кmax}^{(3)}$ – ток трёхфазного внешнего КЗ в максимальном режиме работы.

Вторая составляющая обусловлена наличием на трансформаторе устройства РПН (6.9):

$$I_{2нб.расч.} = \Delta N \cdot I_{кmax}^{(3)}, \quad (6.9)$$

где ΔN – половина регулировочного диапазона соответствующей стороны от среднего значения, для которого производится выравнивание вторичных токов, например, при половине регулировочного диапазона $N = \pm 10\%$ и $\Delta N = 0,1$.

Третья составляющая тока небаланса обусловлена дискретностью уставок дифференциальных реле с шагом в 1 виток (6.10):

$$I_{3\text{нб. расч.}} = \frac{W_{\text{неосн расч.}} - W_{\text{неосн}}}{W_{\text{неосн расч.}}} \cdot I_{\text{к max}}^{(3)}, \quad (6.10)$$

где $W_{\text{неосн расч.}}$ – расчётное число витков обмоток реле для неосновной стороны (стороны с меньшим вторичным током);

$W_{\text{неосн}}$ – принятое число витков обмоток реле для неосновной стороны (ближайшее большее или меньшее число витков).

Обычно при расчёте сначала определяют сумму $I_{1\text{нб. расч.}} + I_{2\text{нб. расч.}}$, а после выбора тока срабатывания и определения расчётных витков дифференциального реле определяют дополнительно суммарный ток небаланса и производят уточнение ранее выбранного тока срабатывания.

6.4.2. Дифференциальная отсечка

Дифференциальная отсечка – это простейший вид дифференциальной защиты трансформаторов. Ток срабатывания дифференциальной отсечки определяется, главным образом, условием отстройки от броска тока намагничивания (6.11):

$$I_{\text{с.з.}} = k_n \cdot I_{\text{ном}}, \quad (6.11)$$

где k_n – коэффициент надёжности, равный 3...4.

Ток срабатывания дифференциальной отсечки определяется также и по условию отстройки от тока небаланса, по выражению (6.6), который в данном случае включает в себя только первую и вторую составляющие.

Из двух условий выбора тока срабатывания принимается наибольший.

Чувствительность дифференциальной отсечки проверяют по минимальному току КЗ на стороне НН трансформатора (вид КЗ определяется режимом работы нейтрали обмотки НН) (6.12):

$$k_q^{(m)} = \frac{I_k^{(m)} \cdot k_{cx}^{(m)}}{I_{c3} \cdot k_{cx}^{(3)}} \geq 2 . \quad (6.12)$$

Принципиальная схема дифференциальной отсечки показана на рис. 6.3.

В качестве измерительных органов в схеме применяются обычные токовые реле типа РТ-40, РСТ-11 и т. п.

Основным достоинством дифференциальной отсечки является простота схемы и быстродействие. Недостатком является большой ток срабатывания, вследствие чего защита в ряде случаев оказывается недостаточно чувствительной. Поэтому дифференциальная отсечка применяется только на трансформаторах относительно небольшой мощности (1...4 МВА).

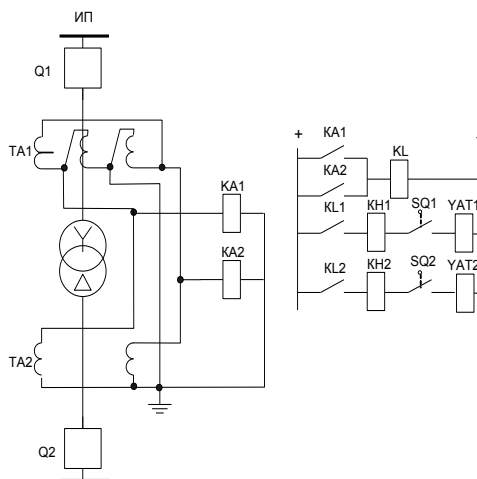


Рис. 6.3. Принципиальная схема дифференциальной отсечки

6.4.3. Дифференциальная защита на реле РНТ-565

Быстронасыщающийся трансформатор (БНТ) реле РНТ-565 является одновременно и промежуточным трансформатором для компенсации неравенства вторичных токов в плечах дифференциальной защиты и имеет для этой цели специальные уравнивательные обмотки. Применение БНТ в схеме дифференциальной защиты позволяет снизить степень отстройки от бросков тока намагничивания, что в конечном итоге повышает чувствительность защиты. Подробнее о конструкции РНТ-565 в источнике [1].

Ток во вторичной обмотке БНТ, к которой подключено реле, определяется суммарным магнитным потоком в сердечнике, который создаётся как рабочей, так и уравнивательными обмотками. Чтобы при сквозном КЗ дифференциальная защита не сработала ложно, нужно правильно включить рабочую и уравнивательные обмотки в схему и так подобрать число витков обмотках, чтобы скомпенсировать неравенство токов в плечах.

Схема включения РНТ-565 показана на рис 6.4.

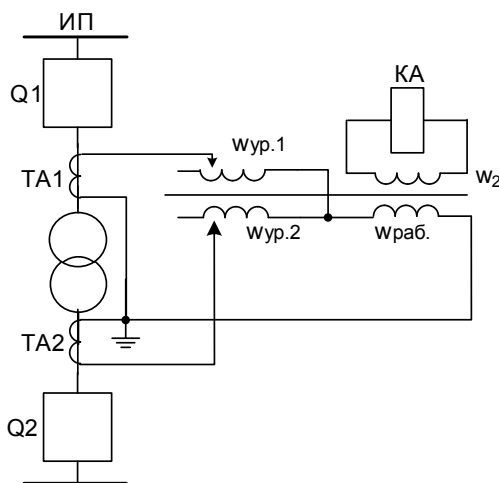


Рис. 6.4. Схема дифференциальной защиты на реле РНТ-565

Расчёт защиты на реле РНТ-565 производится в следующем порядке [5]:

1. Определяется ток срабатывания защиты по условиям выражений (6.6) и (6.11) с коэффициентами надёжности $k_n = 1.3$. При определении тока небаланса на данном этапе учитывают только две составляющие. Из двух условий принимается большее значение тока срабатывания.

2. Определяются первичные токи во всех обмотках защищаемого трансформатора и вторичные токи в плечах дифференциальной защиты.

3. Определяется вторичный ток срабатывания, отнесённый к стороне с большим вторичным током (6.13):

$$I_{cp} = \frac{k^{(3)} \cdot I_{сз}}{k_I}, \quad (6.13)$$

где $k_{сз}$ и k_I – коэффициент схемы и трансформации ТТ для стороны с большим вторичным током.

4. Определяется расчётное число витков обмоток БНТ со стороны с большим вторичным током, которая называется основной (6.14):

$$w_{расч\,осн} = \frac{100}{I_{cp}}. \quad (6.14)$$

В соответствии с имеющимися на обмотках отпайками для регулирования числа витков, выбирается ближайшее меньшее число витков (6.15):

$$w_{осн} = w_{уст.\,раб.} + w_{уст.\,упл.} \quad (6.15)$$

Определяется число витков со стороны с меньшим вторичным током, которая называется неосновной из условия, чтобы при прохождении через трансформатор сквозного тока, ток во вторичной обмотке был равен нулю. Это выполняется,

когда суммарный магнитный поток в сердечнике БНТ равен нулю. Что имеет место при $I_1 W_{осн} - I_2 W_{неосн} = 0$. Откуда (6.16):

$$W_{расч\ неосн} = W_{осн} \cdot \frac{I_1}{I_2}. \quad (6.16)$$

Принимается меньшее или большее значение числа витков, которое можно установить на этой обмотке (6.17):

$$W_{неосн} = W_{уст. раб} + W_{уст. ур2}. \quad (6.17)$$

5. После расчёта числа витков обмоток БНТ и подбора отпаяк вычисляется ток небаланса, вызванный неточной компенсацией вторичных токов в плечах дифференциальной защиты, по выражению (6.10). Определяют суммарный $I_{нб.}$ по (6.7).

6. Вновь определяют $I_{с.з.}$ по уточнённому значению $I_{нб.}$

Уточняют значение коэффициента надёжности $k_n = \frac{I_{сз}}{I_{нб}}$

Если он получается меньше 1,3, то расчёт по пунктам 4–7 производят снова (число витков с основной стороны берут на один меньше). Расчёт повторяется до тех пор, пока k_n не станет ≥ 1.3 .

7. Проверяется чувствительность по КЗ на стороне НН с учётом схем соединения трансформаторов тока и обмоток силового трансформатора по выражению (6.12).

Отношение $\frac{K_{сх}^{(m)}}{K_{сх}^{(3)}}$ для различных случаев приводится в источниках [1; 4].

Если требуемая чувствительность не обеспечивается, то переходят к расчёту защиты на реле с торможением, например, ДЗТ-11. В целом, при применении реле РНТ-565 удовлетворительная чувствительность обеспечивается для силовых трансформаторов мощностью до 25 МВА.

6.4.4. Дифференциальная защита на реле ДЗТ-11

С увеличением мощности силового трансформатора увеличиваются и токи небаланса в уставившемся режиме. В этом случае дифф. защита на реле с БНТ получается мало чувствительной вследствие того, что её ток срабатывания приходится увеличивать до $(3 \dots 4) I_{ном}$ трансформатора.

С целью увеличения чувствительности переходят на дифференциальные защиты с торможением. Смысл торможения дифференциальной защиты в данном случае заключается в её загрузлении при прохождении сквозных токов КЗ или токов нагрузки (при КЗ в зоне действия торможение обычно минимально или вовсе отсутствует). Применение торможения позволяет не отстраивать защиту от токов небаланса, что в конечном итоге повышает ее чувствительность. Таким образом, выбор тока срабатывания для таких защит производится только отстройкой от броска тока намагничивания по выражению (6.11).

Ярким примером дифференциальных защит с магнитным торможением является защита на реле ДЗТ-11.

Конструктивно реле ДЗТ-11 схоже с РНТ-565, но в отличие от него имеет дополнительную тормозную обмотку, которая разделена на две встречно включенные секции, расположенные на крайних стержнях магнитопровода промежуточного трансформатора тока. На центральном стержне располагаются рабочая и две уравнивательных обмотки. Отдельная короткозамкнутая обмотка у ДЗТ-11 отсутствует. В некоторой степени её роль выполняет вторичная обмотка, также разделённая на две секции, расположенные на крайних стержнях магнитопровода. Подробнее о конструкции ДЗТ-11 изложено в источнике [1].

Схема подключения реле ДЗТ-11 представлена на рис. 6.5.

Магнитный поток, обусловленный током в тормозной обмотке I_T , замыкается только в крайних стержнях магнитопровода и насыщает их, увеличивая магнитное сопротивление.

чтобы обеспечить максимальное торможение (загрубление) защиты при внешних КЗ и минимальное торможение при повреждениях на трансформаторе.

Для двухобмоточного трансформатора с односторонним питанием тормозную обмотку целесообразно подключать к ТТ питаемой стороны (см. рис 6.6).

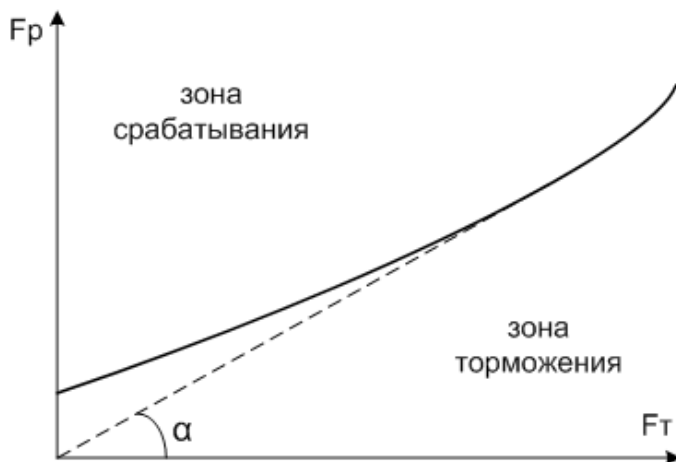


Рис. 6.6. Тормозная характеристика ДЗТ-11

Расчёт дифференциальной защиты на реле ДЗТ-11 аналогичен расчёту для РНТ-565 и отличается только необходимостью выбора числа витков тормозной обмотки (6.18):

$$\omega_{\text{торм}} \geq K_n \cdot \frac{I_{\text{нб max}} \cdot \omega_{\text{осн}}}{I_{k \text{ max}}^{(3)} \cdot \text{tg} \alpha}, \quad (6.18)$$

где $\text{tg} \alpha$;

$I_{k \text{ max}}^{(3)}$ — ток внешнего трёхфазного КЗ.

При расчёте тока срабатывания защиты коэффициент надёжности k_n берётся равным 1,5 из-за меньшей насыщенности

магнитопровода, по сравнению с реле РНТ-565. Более подробно расчёт дифференциальной защиты на реле ДЗТ-11 приводится в источнике [5].

6.4.5. Дифференциальная защита на микропроцессорной основе

Существует множество терминалов микропроцессорных защит силовых трансформаторов. Наиболее часто встречаются комплексы Micom 63X, SPAD 346C, БМРЗ-ТД, «Сириус-Т».

Несмотря на то, что все эти защиты выпускаются разными производителями, они имеют схожую структуру, функционал и методики выбора уставок. Основной защитой каждого из этих комплексов является дифференциальная, которая обладает очень высокой чувствительностью, сложностью и определённой спецификой выбора параметров по сравнению с дифференциальными защитами на электромеханической основе.

Обычно, в микропроцессорных устройствах дифференциальная защита трансформаторов выполняется двухступенчатой, содержащей дифференциальную отсечку (грубую ступень) и дифференциальную защиту с торможением (чувствительную ступень). Тормозная характеристика защиты в этом случае задаётся программно, с возможностью изменения наклона отдельных участков. Также могут быть предусмотрены контроль целостности цепей дифференциальной схемы, блокировка защиты по высшим гармоникам и другие сервисные функции, улучшающие работу дифференциальной защиты.

В качестве примера рассмотрим дифференциальную защиту трансформатора на микропроцессорном терминале «Сириус-Т», выпускаемом ЗАО «Радиус Автоматики».

Устройство микропроцессорной защиты «Сириус-Т» предназначено для выполнения функций основной защиты двухобмоточного, в том числе, с расщеплённой обмоткой НН, трансформатора с высшим напряжением 35...220 кВ [11].

Также возможно использование устройства в качестве продольной дифференциальной защиты реактора или мощного синхронного двигателя.

Устройство подключается к вторичным цепям ТТ, установленных на двух сторонах силового трансформатора. В зависимости от типа исполнения устройства номинальный вторичный ток ТТ любой из сторон может быть либо 5А, либо 1А. Трансформаторы тока должны иметь класс точности 5Р или 10Р.

Поскольку выравнивание величины и фазы вторичных токов производится цифровым способом внутри устройства, то рекомендуется включение ТТ на всех сторонах трансформатора по схеме «звезда».

Продольная дифференциальная защита имеет две ступени: ДЗТ-1 (быстродействующая дифференциальная токовая отсечка) и ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания).

Также предусмотрен контроль небаланса в плечах дифференциальной защиты с действием на сигнализацию (ДЗТ-3).

В устройстве формируются дифференциальные и тормозные токи [11] (6.19):

$$\begin{aligned} I_{\text{диф}} &= I_1 + I_2; \\ I_{\text{торм}} &= 0,5 \cdot I_1 - I_2, \end{aligned} \quad (6.19)$$

где I_1 , I_2 – вторичные токи со стороны ВН и НН, соответственно.

Принятый способ формирования тормозного тока обеспечивает правильное функционирование защиты и при одностороннем, и при двустороннем питании защищаемого трансформатора.

Тормозная характеристика чувствительной ступени ДЗТ-2 изображена на рис. 6.7. Она построена в относительных единицах, т. е. токи приведены к базисному току стороны ВН.

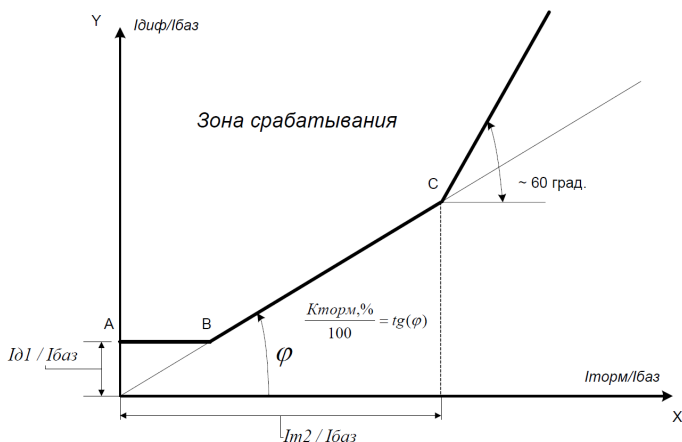


Рис. 6.7. Тормозная характеристика устройства «Сириус-Т»

Тормозная характеристика определяется следующими уставками:

- « $I_{д1}/I_{баз}$ » – минимальный дифференциальный ток срабатывания (отнесённый к $I_{баз}$);
- « $K_{торм}, \%$ » – коэффициент торможения второго участка характеристики;
- « $I_{m2}/I_{баз}$ » – точка второго излома характеристики.

В качестве базисного тока в устройстве принято значение уставки « $I_{баз.ВН}$ ».

Характеристика имеет три участка:

- участок 1 (отрезок $A-B$), на нём дифференциальный ток, необходимый для отключения, постоянный;
- участок 2 (отрезок $B-C$), на нём дифференциальный ток, необходимый для отключения, зависит от наклона прямой, определяемого $K_{торм}, \%$;
- участок 3 (правее точки C) имеет постоянный наклон, равный 60° .

Блокировка чувствительной ступени ДЗТ-2 при броске тока намагничивания трансформатора основывается на кон-

троле отношения действующего значения второй гармоники к действующему значению первой гармоники дифференциального тока.

Порядок выбора уставок следующий [7].

1. *Расчёт общих уставок.* Выбору подлежат следующие уставки:

- « $I_{\text{баз.ВН}}$ » – базисный ток стороны ВН трансформатора;
- « $I_{\text{баз.НН}}$ » – базисный ток стороны НН трансформатора;
- «Группа ТТ ВН» – группа сборки цифровых ТТ на стороне ВН;
- «Группа ТТ НН» – группа сборки цифровых ТТ на стороне НН;
- «Размах РПН, %» – размах регулирования РПН.

В качестве базисных токов $I_{\text{баз.ВН}}$, $I_{\text{баз.НН}}$ принимают вторичные номинальные токи со стороны ВН и НН, рассчитанные по выражению (6.20)

$$I_{2\text{ном}} = \frac{I_{1\text{ном}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)}}{k_I}, \quad (6.20)$$

где $I_{1\text{ном}}$ – первичный номинальный ток силового трансформатора со стороны ВН или НН;

k_I – коэффициент трансформации ТТ с соответствующей стороны.

При штатном подключении устройства к ТТ, обмотки которых собраны по схеме «звезда», коэффициент схемы $K_{\text{сх}}^{(3)}$ принимается равным 1. В тех случаях, когда вопреки рекомендациям производителя необходимо подключение устройства к ТТ со сборкой вторичных цепей в «треугольник» коэффициент схемы принимается равным $\sqrt{3}$.

Рассчитанные базисные токи сторон необходимо проверить на попадание в допустимый диапазон выравнивания, определяемый номинальным током входа устройства. Базисные токи должны входить в диапазон 0,20...2,00 А для входа с $I_{\text{ном}} = 1 \text{ А}$ и в диапазон 1,01...10,00 А для входа с $I_{\text{ном}} = 5 \text{ А}$.

Группы сборок цифровых трансформаторов выбирают, исходя из рекомендаций источника [11], в соответствии со схемами соединения обмоток силового трансформатора и ТТ.

Размах РПН выбирается либо, исходя из полного размаха РПН трансформатора и его среднего ответвления, либо исходя из реально возможных отклонений регулятора и некоторого оптимального напряжения $U_{опт}$, которое характеризуется тем, что ему соответствуют равные по значению небалансы при крайних, реально возможных отклонениях регулятора в сторону увеличения и в сторону уменьшения напряжения регулируемой обмотки [9].

2. *Расчёт уставок чувствительной дифференциальной защиты ДЗТ-2.* Выбору подлежат:

- « $I_{01}/I_{баз}$ » – базовая уставка ступени;
- « $K_{торм}$, %» – коэффициент торможения (наклон тормозной характеристики на втором её участке);
- « $I_{m2}/I_{баз}$ » – вторая точка излома тормозной характеристики;
- « I_{02}/I_{021} » – уставка блокировки от второй гармоники.

Значение $I_{01}/I_{баз}$ выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального (базисного) тока трансформатора (6.21):

$$\frac{I_{01}}{I_{баз}} \geq k_{отс} \cdot I_{нб.расч}^* , \quad (6.21)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;
 $I_{нб.расч}^*$ – относительный ток небаланса в нормальном режиме работы защищаемого трансформатора.

Относительный расчётный ток небаланса, порождаемый сквозным током, состоит из трёх составляющих (6.22):

$$I_{нб.расч}^* = k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{добав} , \quad (6.22)$$

где $k_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим;

$k_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока, принимается равным 1,0;

ε – значение полной погрешности трансформаторов тока, в зависимости от класса точности принимается равным 0,05 или 0,1;

$\Delta U_{рпн}$ – принятый размах РПН;

$\Delta f_{добав}$ – добавочная погрешность, обусловленная неточностью задания номинальных токов ТТ, а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства.

Значение $k_{пер}$ рекомендуется принимать равным 2,5, если доля двигательной нагрузки в общей нагрузке трансформатора более 50 %, или равным 2, если доля двигательной нагрузки менее 50 %. Также, по данным изготовителя расчётное значение $\Delta f_{добав}$ можно принимать $\Delta f_{добав} = 0,04$.

Если полученное по выражению (6.23) значение получается меньше 0,3, то необходимо принять $I_{д1}/I_{баз} = 0,3$.

Коэффициент торможения $K_{торм}$ должен обеспечить несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной характеристики (примерно от 1,0 до 3,0 $I_{баз}$). Он определяется по выражению (6.23)

$$K_{торм} \geq \frac{100 \cdot k_{отс} \cdot I_{нб.расч}^*}{k_{снт}}. \quad (6.23)$$

Здесь коэффициент отстройки принимается $k_{отс} = 1,3$. Коэффициент снижения торможения $k_{снт}$ определяется, как (6.24)

$$k_{снт} = 1 - 0,5 \cdot I_{нб.расч}^*. \quad (6.24)$$

Уставка $I_{m2}/I_{баз}$ определяет размер второго участка тормозной характеристики. Производителем рекомендуется уставка $I_{m2}/I_{баз} = 1,5 \dots 2$. Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется в устройстве автоматически и равна (6.25):

$$\frac{I_{m1}}{I_{баз}} = \frac{100 \cdot (I_{д1}/I_{баз})}{K_{торм}}. \quad (6.25)$$

При больших уставках $I_{\partial 1}/I_{\partial аз}$ следует убедиться, что точка B характеристики не заходит за точку C .

Уставка блокировки по второй гармонике $I_{\partial 22}/I_{\partial 21}$ на основании опыта фирм, давно использующих такие защиты, рекомендуется на уровне 12...15 %.

3. *Расчёт уставок дифференциальной отсечки ДЗТ-1.* Выбору подлежит « $I_{\partial иф}/I_{\partial аз}$ » – относительное значение уставки срабатывания отсечки.

Согласно источнику [7], уставка должна выбираться из двух условий:

- отстройки от броска тока намагничивания;
- отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчётного внешнего КЗ.

Для обеспечения отстройки от броска тока намагничивания (БНТ) необходимо выполнение условия (6.26)

$$\frac{I_{\partial иф}}{I_{\partial аз}} \geq 6 . \quad (6.26)$$

Отсечка реагирует как на первую гармонику дифференциального тока, так и на мгновенные значение этого же тока. Уставка по мгновенному значению равна 2,5 ($I_{\partial иф}/I_{\partial аз}$). Выполнение условия выражения (6.26) автоматически обеспечивает недействие дифференциальной отсечки по мгновенному значению при БНТ.

Расчётное выражение для отстройки от тока небаланса при внешнем КЗ (6.27):

$$\frac{I_{\partial иф}}{I_{\partial аз}} \geq (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рлн}} + \Delta f_{\text{добав}}) \cdot I_{K_{\text{вн. max}}}^{(3)*} , \quad (6.27)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки принимается равным 1,5;

$k_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим, принимается 3;

$I_{\text{КВН}}^{(3)*}$ – расчётный ток максимального внешнего трёхфазного КЗ приведённый к номинальному току трансформатора.

Остальные коэффициенты аналогичны коэффициентам из формулы (6.22).

4. *Расчёт сигнализации небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3).* Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ($I_{\text{от}}/I_{\text{баз}}$), а уставка по времени – порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.

Рекомендуемые значения уставок: $I_{\text{от}}/I_{\text{баз}} = 0,1$; $t, \text{с} = 10$.

После расчёта уставок производится проверка чувствительности дифференциальной защиты. Коэффициент чувствительности для ступени ДЗТ-2 по выражению (6.12) должен быть больше 2, однако, как показывает опыт эксплуатации, в подавляющем большинстве случаев чувствительность обеспечивается, и поэтому производить проверку не целесообразно.

Подробный пример расчёта уставок устройства «Сириус-Т» приведён в источнике [7].

Помимо дифференциальной защиты, устройство «Сириус-Т» имеет следующие функции:

- ненаправленная двухступенчатая МТЗ высшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению и автоматическим вводом ускорения при включении выключателя ВН;

- ненаправленная одноступенчатая МТЗ низшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны НН и автоматическим вводом ускорения при включении выключателя НН;

- блокировка МТЗ ВН и НН по содержанию второй гармоники для отстройки от бросков тока намагничивания;

- защита от перегрузки с действием на сигнал;

- вход отключения от цепей газовой защиты;

– логика устройства резервирования при отказе выключателя стороны ВН.

Выбор уставок вышеозначенных защит аналогичен их электромеханическому исполнению.

Схема подключения устройства «Сириус-Т» приведена на рис. 6.8.

6.5. Защита от сверхтоков внешних КЗ

Защита трансформаторов от сверхтоков внешних межфазных КЗ является резервной защитой, предназначенной для отключения трансформаторов от источников питания как в случаях повреждения смежного оборудования и отказах его защиты или выключателей, так и при повреждениях самих трансформаторов и отказа их основных защит. При отсутствии специальной защиты шин защита трансформатора от сверхтоков также осуществляет функцию их защиты.

На трансформаторах относительно небольшой мощности роль защиты от внешних КЗ играет обычная МТЗ от КЗ в обмотках и на выводах, устанавливаемая со стороны источника питания.

На трансформаторах большой мощности, где в качестве основной установлена дифференциальная защита, необходима установка отдельной защиты от внешних КЗ. На двухобмоточных трансформаторах защита устанавливается со стороны источника питания, а на многообмоточных – со стороны каждой из обмоток. Такое исполнение позволяет отключать выключатель только со стороны ближайшей к точке повреждения обмотки.

В качестве защиты от сверхтоков при внешних межфазных КЗ на трансформаторах с односторонним питанием мощностью 1 МВА и более применяют обычную МТЗ или МТЗ с комбинированным пуском по напряжению [1].

В случае МТЗ с пуском по напряжению, наличие комбинированного пускового органа позволяет не учитывать токи перегрузки при самозапуске электродвигательной нагрузки. Тогда ток срабатывания выбирается по условию (6.28)

$$I_{cз} \geq \frac{k_n}{k_v} \cdot I_{т ном} \cdot \quad (6.28)$$

В выражении (6.28) принимают $k_n = 1,2$, $k_v = 0,8 \dots 0,85$.

Для пускового органа минимального напряжения уставку отстраивают от минимального рабочего напряжения (6.29):

$$U_{cз} \leq \frac{U_{раб \min}}{k_n \cdot k_v} \cdot \quad (6.29)$$

Здесь k_n и k_v принимают равными 1,2.

При наличии в пусковом органе максимального реле напряжения обратной последовательности, его напряжение срабатывания по данным эксплуатации принимают равным 6 В [1].

Время срабатывания защиты отстраивают от максимального времени действия защит предыдущих элементов. Чувствительность защиты проверяется по минимальному току КЗ в конце смежного элемента.

Принципиальная схема МТЗ с комбинированным пуском по напряжению представлена на рис. 6.9.

В случае, если трансформатор питает сеть с заземленной нейтралью, необходима установка отдельной защиты трансформатора от сверхтоков однофазных КЗ.

На повышающих трансформаторах мощностью 1000 кВА и более для этой цели предусматривают токовую защиту нулевой последовательности, устанавливаемую со стороны обмотки с заземлённой нейтралью. Защита может выполняться на одном реле тока, подключенному к фильтру тока нулевой последовательности, установленном на стороне ВН. Также защита может выполняться и на одном трансформаторе тока, установленном в заземлённой нейтрали защищаемого трансформатора.

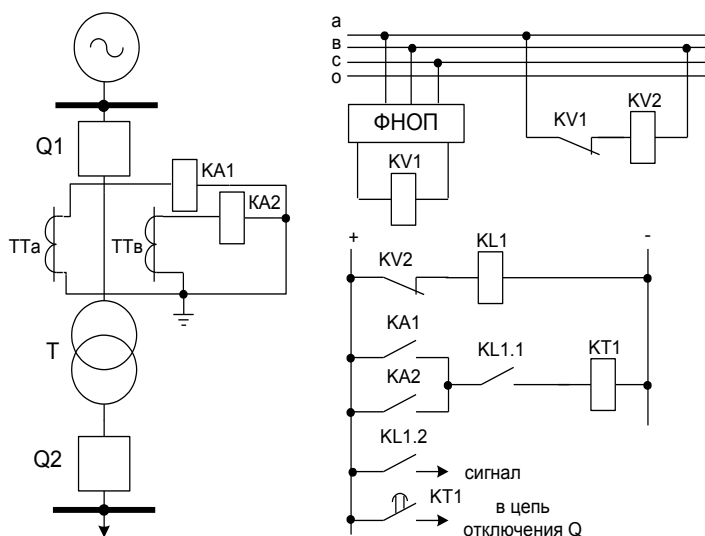


Рис. 6.9. Схема МТЗ с пуском по напряжению

Обычно принимают следующее значение тока срабатывания защиты (6.30):

$$I_{сз} = (0,4 \dots 0,8) \cdot I_{т.ном.} \quad (6.30)$$

Выдержка времени выбирается на одну ступень селективности больше защит от однофазных КЗ смежных элементов.

Для понижающих трансформаторов работающих с глухо-заземлённой нейтралью обмотки НН, в соответствии с ПУЭ, защита от однофазных КЗ со стороны НН может быть выполнена в одном из следующих вариантов:

1. В виде МТЗ от внешних КЗ, установленной со стороны ВН, в трёхфазном трёхрелейном исполнении.
2. В виде автоматических выключателей со стороны выводов обмотки НН.
3. В виде специальной токовой защиты нулевой последовательности (СТЗНП), устанавливаемой в нулевом проводе (нейтраль) со стороны НН.

Защиты по первому и второму вариантам применяются для трансформаторов со схемой соединения Δ/Y_0 , поскольку ток однофазного КЗ для них сравним по величине с током трёхфазного, и чувствительность данных защит вполне достаточна.

СТЗНП применяется для трансформаторов со схемой Y/Y_0 , так как ток однофазного КЗ у них существенно меньше трёхфазного, и чувствительность защит по пунктам 1 и 2 недостаточна.

Также СТЗНП может применяться и для трансформаторов со схемой Δ/Y_0 с целью улучшения дальнего резервирования защит от однофазных КЗ отходящих присоединений.

Ток срабатывания защиты отстраивается от максимально допустимого тока небаланса в заземлённой нейтрали обмотки НН трансформатора (6.31):

$$I_{сз} \geq k_{отс} \cdot I_{нб}, \quad (6.31)$$

где $k_{отс} = 1, 1 \dots 1, 2$ – коэффициент отстройки.

Это выражение для реле будет иметь вид (6.32):

$$I_{ср} \geq \frac{k_{отс}}{k_I \cdot k_\phi} \cdot k_\delta \cdot k_n \cdot I_{т ном}, \quad (6.32)$$

где k_ϕ – кратность максимального допустимого тока, принимается 0,75 для трансформаторов со схемой соединения обмоток Δ/Y_0 и 0,25 для трансформаторов, имеющих Y/Y_0 ;

k_n – коэффициент, учитывающий возможную кратковременную перегрузку трансформатора по ГОСТ 14209-85.

Чувствительность защиты должна быть не менее 1,5 при однофазных КЗ в основной зоне и не менее 1,2 при повреждениях в зоне резервирования, например, на вторичных сборках в сети – 0,4 кВ.

6.6. Защита от перегрузки

Согласно ПУЭ, данная защита устанавливается на всех силовых трансформаторах мощностью 400 кВА и более.

Перегрузка трансформаторов (автотрансформаторов) обычно бывает симметричной. Поэтому защита от перегрузки выполняется с помощью МТЗ, включенной на ток одной фазы. Защита действует с выдержкой времени на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях – на разгрузку или отключение трансформатора. На двухобмоточных трансформаторах защита от перегрузки устанавливается со стороны основного питания. На трёхобмоточных трансформаторах при двухстороннем питании – со стороны основного питания и со стороны обмоток, где питание отсутствует, а при трёхстороннем питании – со всех трёх сторон. Ток срабатывания защиты от перегрузки определяется по формуле (6.33)

$$I_{с.з.} = \frac{k_n}{k_\epsilon} \cdot I_{т ном}, \quad (6.33)$$

где k_n – коэффициент надёжности, равный 1,05.

Отстройка защиты от кратковременных перегрузок и КЗ производится выбором времени срабатывания на ступень селективности больше, чем у защиты от внешних КЗ.

6.7. Защита трансформаторов, не имеющих выключателей на стороне высшего напряжения

В эксплуатации применяются упрощённые подстанции без выключателей на стороне высшего напряжения трансформаторов и автотрансформаторов. Подобные схемы применяются в электроустановках напряжением до 500 кВ, позволяют уменьшить стоимость подстанции и её эксплуатационные расходы. Вместе с тем, из-за отсутствия выключателей на

стороне высшего напряжения трансформаторов, необходимо предусматривать дополнительные мероприятия, обеспечивающие отключение линии с питающего конца в случае повреждения трансформатора.

Для отключения повреждённого трансформатора, не имеющего выключателя на стороне высшего напряжения, применяются следующие способы:

- использование защит питающих линий для фиксации и отключения повреждений в трансформаторе;
- передача отключающего импульса от защит трансформатора на отключение линейных выключателей;
- установка блока «отделитель – короткозамыкатель».

Использование защит линии – это наиболее простой и экономичный способ, при условии, что защиты линии могут быть выполнены достаточно чувствительными, чтобы обеспечить отключение повреждений в обмотках трансформатора и на его выводах НН. На самом трансформаторе защиты со стороны ВН не устанавливаются.

Например, в приведённой схеме (см. рис. 6.10) для защиты трансформатора может быть использована двухступенчатая токовая защита в составе токовой отсечки и МТЗ, установленная на питающем конце линии. Отсечка, ток срабатывания которой отстраивается от тока трёхфазного КЗ на стороне НН трансформатора (точка *K1*), обеспечивает защиту питающей линии и обмотки ВН трансформатора. Короткие замыкания на стороне низшего напряжения будут отключаться МТЗ. Ток срабатывания этой ступени защиты должен быть отстроен от номинального тока нагрузки и согласован по чувствительности с защитой, установленной на стороне низшего напряжения трансформатора.

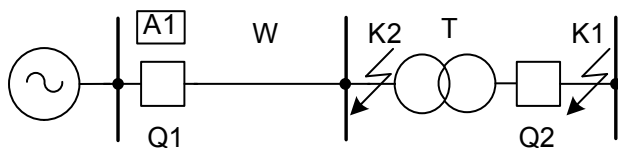


Рис. 6.10. Использование защит линии

Чувствительность отсечки при КЗ на выводах ВН трансформатора (точка $K2$) должна быть не менее 2, а чувствительность МТЗ при КЗ за трансформатором – не менее 1,5.

Для предотвращения повреждения обмоток трансформатора токами при внешних КЗ, выдержка времени МТЗ должна удовлетворять условию термической стойкости линии и трансформатора к протеканию сквозного тока КЗ.

Газовая защита трансформатора в этом случае выполняется с действием на сигнал, так как при этом не предусматривается установки защит на стороне высшего напряжения трансформатора можно устанавливать ТТ, что представляет дополнительную экономию.

Рассматриваемый способ выполнения защиты, основным достоинством которого является его простота, может применяться, главным образом, на линиях небольшой длины с малыми токами нагрузки. Недостатками этого способа является замедление отключения линии при повреждении трансформатора с малым током КЗ и не обеспечение требуемой чувствительности защит при большой длине линии.

При наличии на питающем конце АПВ, допускается его действие при отключении линии любой защитой, в связи с чем возможна повторная подача напряжения.

Передача отключающего импульса применяется, когда защиты, установленные на питающем конце линии, не обеспечивают необходимой чувствительности при КЗ в трансформаторе. В этом случае на трансформаторе устанавливаются все защиты, согласно ПУЭ (см. рис. 6.11).

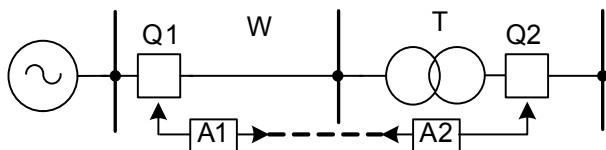


Рис. 6.11. Передача отключающего импульса от защит трансформатора

При повреждении трансформатора, его защиты срабатывают и передают отключающий импульс на отключение выключателя, установленного на питающей стороне линии. Для передачи отключающего импульса между подстанциями прокладываются специальные провода, в качестве которых могут использоваться контрольные кабели или провода питающей линии.

На длинных линиях электропередачи напряжением до 500 кВ передача отключающего импульса осуществляется с помощью специального устройства телеотключения. При срабатывании защит трансформатора они запускают высокочастотный передатчик, установленный на подстанции, где находится защищаемый трансформатор. Реле, включенное в цепи приёмника, установленного на подстанции, где находится выключатель, срабатывает, когда принимает отключающий импульс, и отключает выключатель.

Достоинством рассмотренного способа является быстрота действия. К недостаткам следует отнести возможность отказа в отключении при нарушении соединительных проводов или высокочастотного канала.

Установка блока «отделитель – короткозамыкатель» применяется в тех случаях, когда защиты, установленные на питающих концах линии, не обеспечивают необходимой чувствительности при повреждениях за трансформатором, а передача отключающего импульса нецелесообразна по причинам ненадежности, сложности или дороговизны.

При возникновении повреждения на трансформаторе, его защиты воздействуют на короткозамыкатель, который создает искусственное КЗ, отключаемое защитами питающего конца линии. Время включения короткозамыкателя 0,4...0,5 с.

В сетях напряжением 110 кВ и выше короткозамыкатель ставится в одной фазе. В сетях, работающих с изолированной нейтралью, применяются двухфазные и трёхфазные короткозамыкатели.

В схеме электрических соединений, приведённой на рис. 6.12, от одной линии питаются два трансформатора, не

имеющих выключателей на стороне высшего напряжения. Если не осуществить дополнительные мероприятия, то после включения короткозамыкателя, установленного на поврежденном трансформаторе, и отключении линии, будет разомкнут транзит и потеряет питание и второй трансформатор. Для предотвращения этого в рассмотренной схеме на каждом трансформаторе установлен специальный аппарат (отделитель), который отключает повреждённый трансформатор от линии в бестоковую паузу после срабатывания защиты линии. После отделения повреждённого трансформатора питание линии восстанавливается посредством устройства АПВ. Время отключения отделителя равно $0,5 \dots 1$ с.

Таким образом, взаимодействие короткозамыкателя и отделителя, обеспечивает селективное отключение повреждённого трансформатора.

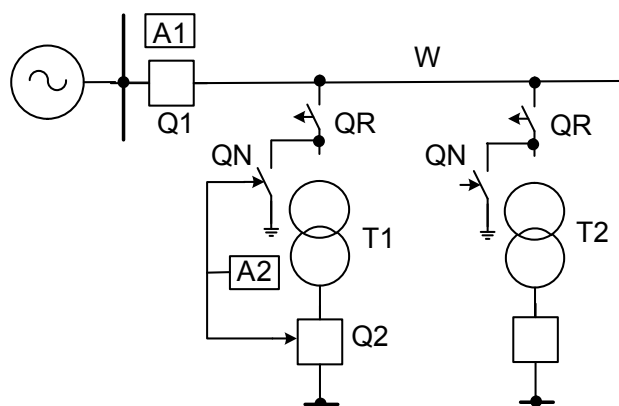


Рис. 6.12. Использование установки блока
«отделитель – короткозамыкатель»

Достоинством рассмотренного способа отключения повреждённого трансформатора с помощью короткозамыкателя и отделителя является его универсальность, так как он может

применяться на линиях любой длины и не требует специальных каналов связи.

Основной недостаток применения короткозамыкателя и отделителя – это замедление отключения повреждённого трансформатора на 0,4...0,5 с (время включения короткозамыкателя).

В некоторых случаях применение короткозамыкателя может оказаться недопустимым по причинам значительного понижения напряжения и нарушения работы потребителей при искусственном КЗ на выводах высокого напряжения трансформатора. Нецелесообразно также подключать трансформатор с короткозамыкателем вблизи мощных узловых подстанций (на расстоянии не менее 10...15 км), если учитывать особенно тяжёлые условия работы выключателя при близких КЗ.

6.8. Защита силовых трансформаторов от межфазных КЗ и перегрузок с помощью предохранителей

Защита силовых трансформаторов 10 (6)/0,4 кВ от межфазных КЗ и перегрузки может осуществляться и с помощью плавких предохранителей. Кварцевые предохранители типа ПК широко применяются для защиты трансформаторов как со стороны обмотки ВН, так и со стороны обмотки НН.

Для предотвращения опасных неполнофазных режимов, возникающих при срабатывании только одного из трёх предохранителей на стороне 10 кВ трансформатора, часто плавкие предохранители применяют в сочетании с выключателем нагрузки (см. рис. 6.13). При срабатывании хотя бы одного предохранителя с помощью выключателя нагрузки трансформатор отключается от сети всеми тремя фазами. Выключатель нагрузки может приводиться в действие и от газовой защиты трансформатора при его внутренних повреждениях, когда ток аварийного режима недостаточен для срабатывания предохранителя.

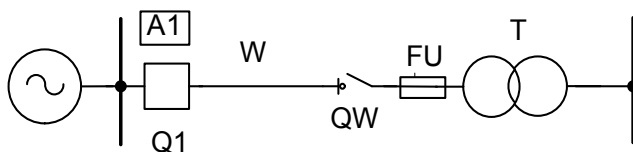


Рис. 6.13. Защита трансформатора предохранителями

Выбор плавких предохранителей осуществляется по номинальному напряжению, предельному току отключения и номинальному току плавкой вставки. С учётом допустимой эксплуатационной перегрузки трансформаторов выбор номинального тока плавкой вставки $I_{вс.ном.}$ производится по условию (6.34)

$$I_{вс.ном.} \geq k_z \cdot I_{раб.макс.}, \quad (6.34)$$

где $I_{раб.макс.}$ – максимальный рабочий ток трансформатора, определяемый с учётом допустимой перегрузки;

$k_z = 1,1 \dots 1,25$ – коэффициент запаса.

Чувствительность плавкой вставки проверяется по минимальному току КЗ за трансформатором с $k_q \geq 3$.

Следует отметить, что применение предохранителей для защиты трансформаторов, особенно со стороны ВН, имеет ряд трудностей.

Чем больше мощность трансформатора 10 (6)/0,4 и выше номинальный ток плавких предохранителей на стороне обмотки ВН, тем труднее обеспечить селективность между релейной защитой, питающей линии 10 кВ и предохранителями 10 кВ при всех возможных значениях токов КЗ и особенно при малых значениях в случае внутренних повреждений трансформатора. По данным эксплуатации, предохранители ПКТ на относительно мощных трансформаторах не успевают сработать даже при повторном включении линии на неустранившееся КЗ устройством АПВ.

Задача усложняется необходимостью обеспечения селективной работы и между предохранителем 10 кВ и секционным автоматическим воздушным выключателем (автоматом) 0,4 кВ и автоматами (предохранителями), отходящих от шин 0,4 кВ присоединений, а также условием термической стойкости трансформатора при внешних КЗ. Согласно этому условию, для масляных и заполненных негорючим диэлектриком трансформаторов допустимая длительность прохождения тока при повреждении за трансформатором (в секундах) (6.35):

$$t_{\text{дон}} \leq 1500 / k^2, \quad (6.35)$$

где $k = \frac{I_{\text{Квещ. max}}^{(3)}}{I_{\text{т. ном}}}$ – отношение максимального тока при внешнем

КЗ к номинальному току трансформатора.

Однако, полученное по выражению (6.35) значение $t_{\text{дон}}$ для рассматриваемых трансформаторов, в соответствии с ПУЭ, не может превышать 4 с.

Кроме этого, использование предохранителя делает затруднительным выполнение дальнего резервирования при отказах защит и выключателей смежных элементов и невозможным использованием таких видов автоматики, как АПВ трансформатора.

Поэтому трансформаторы 10/0,4 кВ мощностью более 1000 кВА, а иногда и менее мощные, подключаются к шинам 10 (6) кВ подстанций через выключатели, оборудованные релеиной защитой.

7. ЗАЩИТА ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

7.1. Общие сведения

От безаварийной работы электродвигателей (ЭД) и их надёжного электроснабжения во многом зависит технологический процесс на промышленных предприятиях и электростанциях. Защита электродвигателей ответственных механизмов собственных нужд, отключение которых из-за неправильного действия релейной защиты может вызвать нарушение нормальной работы электростанций, должна отличаться высоконадёжностью.

Большое значение имеет самозапуск электродвигателей, который происходит при восстановлении напряжения на шинах после отключения внешнего КЗ. Защита электродвигателей должна обеспечить самозапуск, т. е. она не должна преждевременно отключать электродвигатели, как при уменьшении напряжения, так и при его восстановлении.

Согласно ПУЭ для синхронных и асинхронных электродвигателей номинальным напряжением выше 1 кВ должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- межфазных КЗ в обмотке статора;
- однофазных замыканий обмотки статора на землю (на корпус);
- перегрузки;
- понижения напряжения;
- асинхронного хода (для СД);
- несимметрии питающего напряжения (если возможна длительная опасная несимметрия).

В соответствии с назначением, для защиты электродвигателей при их повреждениях и ненормальных режимах работы применяются следующие типы защит: МТЗ и дифференци-

альная защита от КЗ в обмотке статора, МТЗ от перегрузки, защита нулевой последовательности от ЗНЗ, защита минимального напряжения.

7.2. Защита от межфазных КЗ

На высоковольтных асинхронных и синхронных двигателях мощностью до 5МВт в качестве защиты от межфазных КЗ в обмотке статора применяется МТЗ без выдержки времени, в отечественной практике получившая название «токовая отсечка электродвигателей» (ТО).

Для двигателей мощностью до 2МВт исполнение защиты – двухфазное однорелейное (см. рис 7.1а), от 2 до 5 МВт – двухфазное двухрелейное (см. рис. 7.1б).

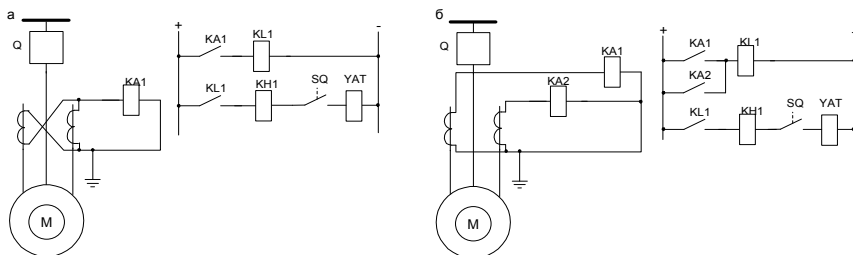


Рис. 7.1. Принципиальная схема токовой отсечки

Ток срабатывания ТО отстраивается от максимального сверхпереходного тока электродвигателя [1] по выражению (7.1)

$$I_{c3} \geq k_n \cdot I_{\max}'' , \quad (7.1)$$

где коэффициент надёжности $k_n = 1,4...1,5$ для АД и $k_n = 1,7...1,8$ для СД.

Величина $I_{\max}''$ определяется исходя из двух режимов:
– режима пуска (самозапуска) двигателя;

– режима подпитки двигателем внешнего трёхфазного КЗ.

Чувствительность защиты проверяется по току двухфазного КЗ на выводах электродвигателя по выражению (3.15) с $k_{\eta} \geq 2$ [1].

При недостаточной чувствительности ТО её заменяют дифференциальной защитой.

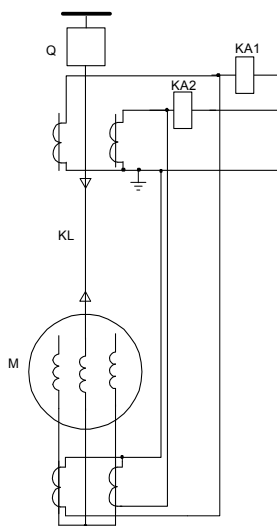


Рис. 7.2. Схема дифференциальной защиты ЭД

Дифференциальная защита применяется для двигателей мощностью более 5МВт в качестве основной быстродействующей защиты от межфазных КЗ.

Для осуществления дифференциальной защиты двигателей применяют два комплекта ТТ с одинаковыми коэффициентами трансформации. Один комплект располагают в ячейке с выключателем со стороны источника питания, второй – у нейтральных выводов обмотки статора.

Схема дифференциальной защиты – двухфазная двухрелейная (см. рис. 7.2) или трёхфазная трёхрелейная. Последнюю применяют, если отсутствует отдельная защита двигателя от ЗНЗ.

Ток срабатывания защиты отстраивается от тока небаланса, вызванного неравенством токов в плечах защиты в режимах пуска или самозапуска (7.2):

$$I_{сз} = k_{\eta} \cdot I_{нб.расч.}, \quad (7.2)$$

где $k_{\eta} = 1,2$.

На величину тока небаланса в данном случае влияют такие факторы, как разная загруженность трансформаторов

тока, обусловленная разностью длин соединительных проводников дифференциальной схемы, и наличие остаточной ЭДС выбега двигателя при самозапуске.

Необходимость обеспечивать несрабатывание защиты при больших токах небаланса вынуждает загроублять её до $I_{с.з} = (1,2 \dots 2) I_{д ном}$ (при использовании реле РТ-40, РТМ, РНТ-565) [4].

С использованием дифференциальной защиты с торможением удастся снизить ток срабатывания до $(0,5 \dots 0,75) I_{д ном}$.

Чувствительность защиты проверяется по току двухфазного КЗ на выводах обмотки статора при $k_{\chi} \geq 2$.

В настоящее время все более широко применяются микропроцессорные устройства защиты высоковольтных электродвигателей. В качестве примера можно привести устройство БМРЗ-УЗД, выпускаемое НТЦ «Механотроника».

Устройство микропроцессорной защиты БМРЗ-УЗД предназначено для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации синхронных и асинхронных двигателей любой мощности.

Устройство выполняет следующие функции релейной защиты и автоматики [9]:

- продольная дифференциальная защита с торможением (ДЗТ);
- дифференциальная токовая отсечка (ДТО);
- трёхступенчатая МТЗ от межфазных КЗ и перегрузки с зависимой и независимой характеристикой;
- защита от однофазных ЗНЗ;
- защита минимального напряжения;
- защита от потери питания;
- минимальная токовая защита;
- защита от несимметрии напряжения и обрыва фазы;
- защита от асинхронного режима;
- защита от блокировки ротора и затянутого пуска;
- автоматическое повторное включение двигателя;
- логика резервирования отказа выключателей.

В качестве основной защиты от межфазных КЗ для двигателей до 5 МВт в устройстве используется первая ступень МТЗ, обладающая независимой время-токовой характеристикой. Для двигателей свыше 5 МВт основной защитой является дифференциальная защита с торможением, резервируемая дифференциальной отсечкой.

Ток торможения I_m , рассчитывается как действующее значение арифметической полусуммы токов со стороны питания и нейтрали двигателя по формуле (7.3)

$$I_m = 0,5 \cdot (I_B + K_{II} \cdot I_N), \quad (7.3)$$

где I_B – действующее значение тока фазы со стороны питания;

I_N – действующее значение тока фазы x со стороны нейтрали;

K_{II} – коэффициент приведения токов плеч.

Тормозная характеристика защиты представлена на рис. 7.3 [9].

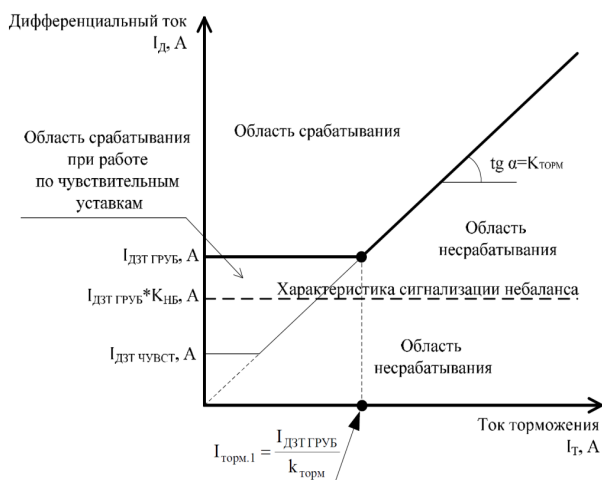


Рис. 7.3. Тормозная характеристика БМРЗ-УЗД

Характеристика представляет собой ломаную линию, состоящую из двух отрезков. Первый участок всегда параллелен оси абсцисс и задаётся одним параметром – током срабатывания. Второй участок имеет определённый наклон относительно оси абсцисс, и задаётся коэффициентом торможения, определяющим угол наклона данного участка характеристики торможения.

Исключение излишнего срабатывания ДЗТ в нормальном режиме работы электродвигателя при повреждениях в токовых цепях обеспечивается условием выбора тока $I_{\text{ДЗТ ГРУБ}}$ выше номинального тока двигателя и организацией сигнализации небаланса. При этом, для повышения чувствительности защиты, предусмотрен алгоритм автоматического очувствления ДЗТ, работающий по аварийным составляющим токов стороны питания. В случае превышения аварийной составляющей одного из фазных токов значения $3,5 I_{\text{ДЗТ ГРУБ}}$ ДЗТ автоматически переводится в режим работы по чувствительным уставкам ($I_{\text{ДЗТ ЧУВСТ}}$ выбирается меньше номинального тока электродвигателя 1). ДЗТ переходит на работу по грубым уставкам через 50 мс после снижения аварийной составляющей ниже $3,5 I_{\text{ДЗТ ГРУБ}}$.

Дифференциальная токовая отсечка предназначена для быстрого селективного отключения защищаемого объекта при тяжёлых повреждениях, что позволяет минимизировать повреждения в двигателе. ДТО является вспомогательным элементом дифференциальной защиты двигателя и должна всегда применяться совместно с дифференциальной защитой с торможением, при этом выполняется взаимное резервирование ДТО и ДЗТ за счёт применения разных алгоритмов цифровой обработки.

Порядок расчёта дифференциальной защиты устройства БМРЗ-УЗД, согласно источнику [8], следующий.

1. По паспортным данным электродвигателя определяют его номинальный ток $I_{\text{д ном}}$. Исходя из значения $I_{\text{д ном}}$ выбирают трансформаторы тока для стороны питания и стороны нейтрали ЭД, определяют их коэффициент трансформации и

схемы соединения. Рекомендуется выбирать одинаковые ТТ для обеих сторон дифференциальной защиты. Схема соединения ТТ по умолчанию – «звезда».

2. Определяют максимальный бросок пускового тока двигателя (7.4):

$$I_{бр\ пуск} = k_{апер} \cdot k_{пуск} \cdot I_{д\ ном}, \quad (7.4)$$

где $k_{апер}$ – коэффициент, учитывающий апериодическую составляющую пускового тока двигателя, принимается равным 1,8;

$k_{пуск}$ – кратность пускового тока.

Для двигателей, участвующих в самозапуске, величину $I_{бр\ пуск}$ умножают на 1,4 [8].

3. Определяют максимальный ток небаланса $I_{нб.пуск}$ соответствующий максимальному значению броска пускового тока (7.5):

$$I_{нб\ пуск} = (\varepsilon_1 + \gamma + \delta) \cdot I_{бр\ пуск}, \quad (7.5)$$

где ε_1 – полная погрешность ТТ в режиме, соответствующем максимальному значению броска пускового тока электродвигателя с учётом апериодической составляющей;

γ – основная относительная погрешность измерения терминалом дифференциального тока, определяемая суммой погрешностей двух токовых каналов (погрешность каждого канала – 2,5 %);

δ – технологический запас, обусловленный наличием дополнительной погрешности измерения терминала. Принимают равным половине основной погрешности измерения дифференциального тока γ (2,5 %).

4. Определяют максимальный ток небаланса в цепях дифференциальной защиты $I_{раб\ пуск}$, соответствующий максимальному значению броска пускового тока электродвигателя с учётом коэффициента отстройки $k_{отс} = 1,2$ (7.6):

$$I_{раб\ пуск} = k_{отс} \cdot I_{бр\ пуск}. \quad (7.6)$$

5. Коэффициент торможения защиты $k_{\text{торм}}$ находят, используя следующее выражение (7.7):

$$k_{\text{торм}} \geq \frac{I_{\text{раб пуск}}}{I_{\text{бр пуск}}} = k_{\text{отс}} \cdot (\varepsilon_1 + \gamma + \delta) . \quad (7.7)$$

6. Используя полученное значение коэффициента торможения, находят уставку дифференциальной токовой отсечки $I_{\text{ДТО}}$, обеспечивающую отстройку от максимального тока небаланса при максимальном броске пускового тока электродвигателя $I_{\text{бр пуск}}$ (7.8):

$$I_{\text{ДТО}} = k_{\text{торм}} \cdot I_{\text{бр пуск}} . \quad (7.8)$$

7. Определяют минимальное значение тока небаланса $I_{\text{нб min расч}}$ при номинальном токе двигателя (7.9):

$$I_{\text{нб min расч}} = (\varepsilon_2 + \gamma + \delta) \cdot I_{\text{д ном}} , \quad (7.9)$$

где ε_2 – полная погрешность ТТ при номинальном токе ЭД.

8. Минимальное значение уставки $I_{\text{ДЗТ}}$ находят по выражению (7.10)

$$I_{\text{ДЗТ}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб min расч}} , \quad (7.10)$$

где $k_{\text{отс}} = 1, 2$.

9. Окончательное значение $I_{\text{ДЗТ}}$ выбирают из диапазона $(0,3 \dots 1,2) I_{\text{д ном}}$ в соответствии с рекомендациями источника [8].

10. Определяют значение тока торможения $I_{\text{торм1}}$, соответствующее точке излома характеристики дифференциальной защиты (7.11):

$$I_{\text{торм}} \geq \frac{I_{\text{ДЗТ}}}{k_{\text{торм}}} . \quad (7.11)$$

11. Проверяют чувствительность защиты по току двухфазного КЗ на выводах ЭД с $K_q \geq 2$.

В случае, если используется алгоритм очувствления защиты, то в качестве уставки $I_{ДЗТ\ ГРУБ}$ принимают значение, вычисленное в пункте 8. Уставка $I_{ДЗТ\ ЧУВСТ}$ определяется как $I_{ДЗТ\ ЧУВСТ} = 0,3 \cdot I_{д\ ном}$.

Выбор уставок остальных защит БМРЗ-УЗД описан в источнике [8].

Схема подключения устройства БМРЗ-УЗД при использовании дифференциальной защиты приведена на рис. 7.4.

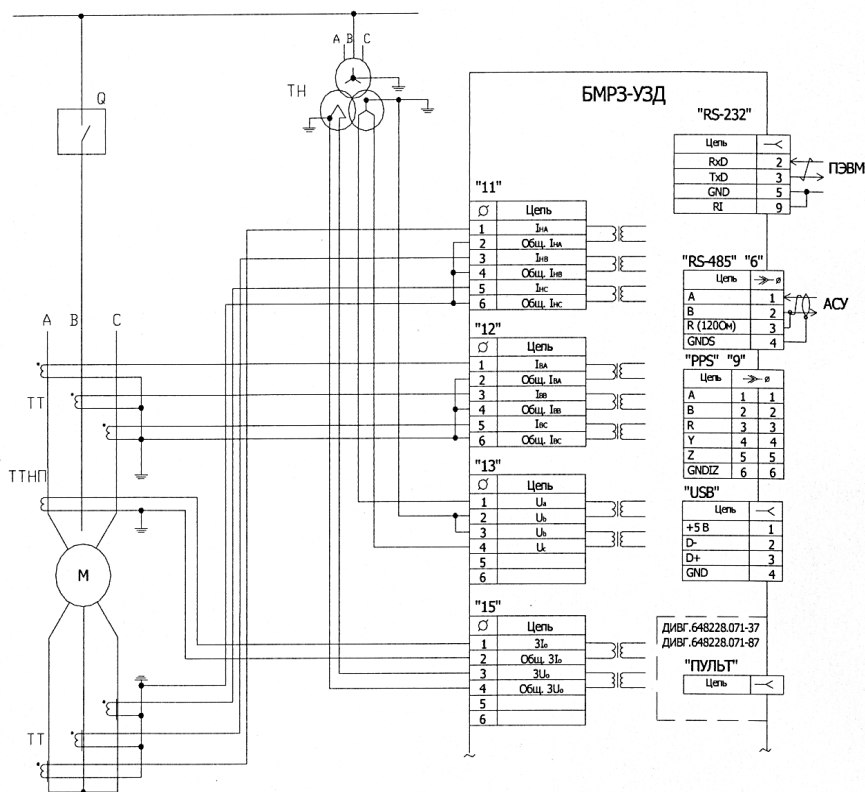


Рис. 7.4. Схема подключения БМРЗ-УЗД

7.3. Защита от замыканий на землю

Согласно ПУЭ, защита от ЗНЗ устанавливается на высоковольтных электродвигателях независимо от их мощности, если суммарный ёмкостной ток $I_{C\Sigma}$ сети, к которой подключен двигатель, составляет более 5 А.

Защита рекомендуется к установке и при меньших $I_{C\Sigma}$, поскольку замыкание обмотки статора на землю (на корпус) является одним из самых распространённых повреждений ЭД и самостоятельно не ликвидируется даже при ёмкостных токах менее 5А.

Защита выполняется с действием на отключение двигателя, выдержка времени защиты в данном случае имеет второстепенное значение.

Защита может быть выполнена на реле типа РТЗ-51. В этом случае она подключается к трансформатору тока нулевой последовательности (ТТНП), установленному в ячейке с выключателем со стороны источника питания.

В зону действия защиты при этом входит сам ЭД и питающая его кабельная линия.

Расчётный ток срабатывания защиты выбирают по формуле (7.12)

$$I_{сз\,расч} \geq K_{отс} \cdot K_b \cdot I_c, \quad (7.12)$$

где I_c — значение собственного ёмкостного тока присоединения;
 $k_{отс}$ — коэффициент отстройки, равный 1,2;
 k_b — коэффициент, учитывающий бросок собственного ёмкостного тока присоединения при возникновении внешнего замыкания на землю.

Для реле РТЗ-51 коэффициент броска принимают равным 2...2,5.

Величину ёмкостного тока I_c находят по выражению (7.13)

$$I_c = I_{cd} + I_{cl} \quad (7.13)$$

где I_{cd} — значение собственного ёмкостного тока двигателя;
 I_{cl} — значение собственного ёмкостного тока кабельной линии.

Величину тока $I_{C\partial}$ определяют по формуле (7.14)

$$I_{C\partial} = \frac{2 \cdot \pi \cdot f_{\text{ном}} \cdot 3C\partial \cdot U_{\text{ном}}}{\sqrt{3}}. \quad (7.14)$$

где $f_{\text{ном}}$ – номинальная частота сети (Гц);

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение двигателя (В);

$C\partial$ – ёмкость фазы ЭД (Ф), указываемая в паспортных данных, или, определяемая по эмпирическим выражениям [1].

Ёмкостной ток кабельной линии определяется так же, как для случая защиты линий 6...35 кВ от ЗНЗ.

Полученное значение расчетного тока срабатывания сравнивается со стандартной шкалой уставок реле РТЗ-51 (см. табл. 5.1), и в качестве окончательной уставки принимается ближайшее к расчётному табличное значение. Следует отметить, что принятый ток уставки не должен превышать величины 5А [1; 4].

Чувствительность защиты определяется по выражению (7.15)

$$k_q = \frac{I_{C\Sigma} - I_C}{I_{C\partial}} \geq 1,25, \quad (7.15)$$

где $I_{C\Sigma}$ – наименьшее реальное значение суммарного ёмкостного тока, ЗНЗ определяемого длиной линий, электрически связанных с точкой повреждения.

Если требуемая чувствительность не обеспечивается, то либо переносят ТТНП к линейным выводам ЭД, повторяя расчёт для $I_C = I_{C\partial}$, либо переходят к направленной защите на реле типа ЗЗП-1М [1].

При использовании микропроцессорного устройства защиты двигателей, необходимость применения отдельной защиты от ЗНЗ отпадает, поскольку данная функция является стандартной практически для всех микропроцессорных защит высоковольтных ЭД.

7.4. Защита от перегрузки

Причинами возникновения перегрузки электродвигателей являются:

- затянувшийся пуск или самозапуск;
- неисправность приводного механизма;
- повреждение механической части электродвигателя;
- пуск двигателя с нагруженным механизмом, если двигатель на подобный режим не рассчитан;
- низкое качество питающего напряжения.

Основной опасностью сверхтоков перегрузки является сопровождающее их повышение температуры отдельных частей двигателя и обмоток.

Согласно ПУЭ, защита от перегрузки устанавливается на электродвигателях, подверженных технологическим перегрузкам, а также на двигателях с тяжёлыми условиями пуска (время прямого пуска составляет более 20 с).

Защита от перегрузки, как правило, выполняется с действием на сигнал, поступающий на пост управления ЭД.

Допускается действие защиты на отключение для синхронных двигателей, если она совмещена с защитой от асинхронного режима, и для асинхронных двигателей в случаях когда:

- отключение двигателя не приводит к нарушению основного технологического процесса;
- разгрузку невозможно осуществить без остановки двигателя;
- отсутствует постоянный дежурный персонал, который может осуществить разгрузку;
- имеют место тяжёлые условия пуска или самозапуска.

Если имеется возможность авторазгрузки двигателя, то защиту выполняют с двумя выдержками времени. С первой (меньшей) выдержкой защита действует на сигнал, а со второй (большей) – на отключение, если разгрузка двигателя не произошла.

Защиту от перегрузки выполняют в виде МТЗ с выдержкой времени на одном ТТ и одном максимальном токовом реле.

Защита может иметь как независимую (на реле РТ-40, РСТ-11), так и зависимую (реле РТ-80) время-токовую характеристику.

Защита с независимой характеристикой применяется для всех ЭД собственных нужд электростанций, а на промышленных предприятиях, – для всех СД (если она совмещена с защитой от асинхронного хода) и для АД, являющихся приводами ответственных механизмов, а также для неответственных АД, имеющих время пуска более 12 с.

Защита с зависимой характеристикой применяется для АД промышленных предприятий, не являющихся приводами ответственных механизмов со временем пуска менее 12 с, а также для всех электродвигателей с изменяющейся в зависимости от программы работы механизма нагрузкой (в том числе резкопеременной). Кроме того защита с зависимой характеристикой применяется на ЭД с частыми включениями (более 500 пусков в год).

В микропроцессорных устройствах имеется возможность настройки вида время-токовой характеристики защиты от перегрузки.

Ток срабатывания защиты от перегрузки равен (7.16)

$$I_{сз} = \frac{k_n}{k_g} \cdot I_{\text{ном}} , \quad (7.16)$$

где k_n – коэффициент надёжности принимается равным 1,05...1,2;

k_g – коэффициент возврата равен 0,8...0,95, в зависимости от типа реле.

Во избежание ложных срабатываний время действия защиты отстраивается от времени пуска ЭД (7.17):

$$t_{сз} \geq k_n \cdot t_{\text{пуск}} , \quad (7.17)$$

где $k_n = 1,2...1,3$.

7.5. Защита минимального напряжения

После отключения КЗ происходит самозапуск электродвигателей, подключенных к секции или системе шин, на которых во время КЗ имело место снижение напряжения. Токи самозапуска, в несколько раз превышающие номинальные, проходят по питающим линиям двигателей. В результате напряжение на шинах, а, следовательно, и на электродвигателях понижается настолько, что вращающий момент на валу электродвигателя может оказаться недостаточным для его разворота. Самозапуск электродвигателей может не произойти, если напряжение на шинах окажется ниже $55 \dots 65 \% U_{ном}$.

Для того чтобы обеспечить самозапуск наиболее ответственных электродвигателей, устанавливается защита минимального напряжения, отключающая неответственные электродвигатели, отсутствие которых в течение некоторого времени не отразится на производственном процессе. При этом уменьшается суммарный ток самозапуска и повышается напряжение на шинах собственных нужд, благодаря чему обеспечивается самозапуск ответственных электродвигателей.

В общем случае защита выполняется двухступенчатой.

Первая ступень предназначена для облегчения самозапуска ответственных электродвигателей, она отключает электродвигатели неответственных механизмов. Напряжение срабатывания первой ступени [1] принимается равным (7.18)

$$U_{сз1} = 0,7 \cdot U_{ном}. \quad (7.18)$$

Выдержка времени первой ступени принимается на ступень селективности больше времени действия быстродействующих защит от межфазных коротких замыканий и составляет примерно $t_{сз1} = 0,5 \dots 1,5$ с.

Вторая ступень защиты отключает часть электродвигателей ответственных механизмов, самозапуск которых недопу-

стим по условиям техники безопасности или из-за особенностей технологического процесса. Напряжение срабатывания второй ступени определяется как (7.19)

$$U_{сз2} = 0,5 \cdot U_{ном}. \quad (7.19)$$

Выдержка времени второй ступени принимается $t_{сз2} = 10 \dots 15$ с.

Схемы минимальной защиты напряжения выполняются таким образом, чтобы исключить её ложное действие при нарушениях во вторичных цепях трансформаторов напряжения.

Одна из таких схем приведена в источнике [4] (см. рис. 7.5).

Первая ступень защиты выполнена на реле $KV2$, $KT1$, вторая ступень – на реле $KV3$, $KT2$. Контроль целостности вторичных цепей выполнен на максимальном реле напряжения $KV1$, подключенном к фильтру напряжения обратной последовательности $ZV2$.

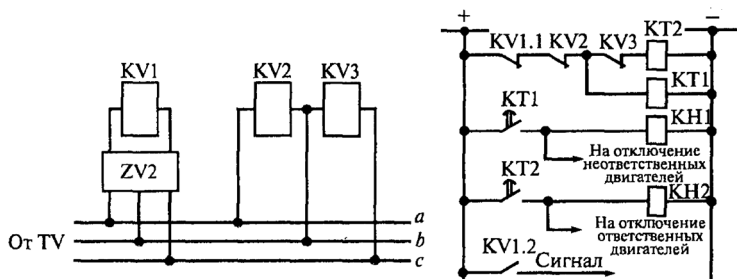


Рис. 7.5. Схема защиты минимального напряжения

При появлении обрыва в цепи трансформатора напряжения на выходах фильтра $ZV2$ возникает напряжение обратной последовательности. Реле $KV1$ срабатывает и размыкает свой контакт $KV1.1$, выводя защиту из действия. Контакт $KV1.2$ включает сигнализацию о неисправности цепей напряжения.

В схеме могут быть использованы реле напряжения обратной последовательности – РНФ-1М или РСН-13 – и минимальные реле напряжения – РН-54 или РСН-16.

Защита минимального напряжения также является обязательной функцией микропроцессорных устройств защиты ЭД.

7.6. Защита от асинхронного режима

Синхронный двигатель может выйти из синхронизма из-за снижения напряжения в питающей сети, при уменьшении тока возбуждения, при возрастании тормозного момента на валу (перегрузка приводимого механизма). Появление асинхронного режима приводит к значительному возрастанию тока двигателя, появлению вибрации и, в конечном счете, к повреждению двигателя. Защиту от этого режима можно выполнить контролируя ток статора, отслеживая появление в обмотке ротора переменной составляющей тока, а также с помощью реле направления мощности, которое фиксирует изменение знака активной мощности в статоре при асинхронном ходе и т. д.

При асинхронном ходе ток статора имеет пульсирующий характер и состоит из синусоидальных полуволн одного знака (см. рис. 7.6а). Реле тока КА в схеме защиты (см. рис. 7.6б) [4] срабатывает, когда ток статора становится равным току срабатывания реле I_{cp} (точки *b*), и размыкает контакты, когда ток статора становится меньше тока возврата реле $I_{вр}$ (точки *a*). Поэтому в асинхронном режиме контакты реле тока *КА* вибрируют (разомкнутое состояние контактов длится время Δt), что делает работу защиты неустойчивой.

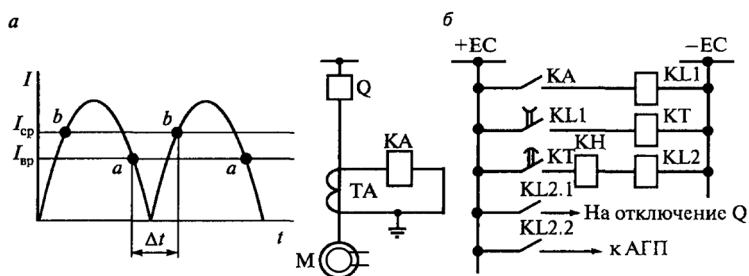


Рис. 7.6. Защита СД от асинхронного режима

Для обеспечения устойчивости в схему защиты вводят промежуточное реле KLI с замедлением при возврате, причём это замедление должно быть на 20...50 % больше времени Δt . Поэтому после первого же замыкания контактов реле KA срабатывает промежуточное реле KLI , которое за время Δt не успевает вернуться в исходное состояние, что и обеспечивает надёжное срабатывание защиты.

В ряде случаев защита от асинхронных режимов может быть выполнена с применением индукционных реле РТ-80, которые из-за инерции своего механизма не успевают за время Δt возвратиться после срабатывания в исходное состояние.

Ток срабатывания защиты $I_{сз}$ принимают равным (1,3...1,5) $I_{\text{ном}}$.

Следует отметить, что помимо действия защиты на отключение выключателя со стороны питания обмотки статора, необходимо также действие на включение автомата гашения поля.

Если защита от асинхронного режима осуществляет ресинхронизацию СД, то сначала производится снятие с электродвигателя возбуждения и перевод его в асинхронный режим, а затем происходит подача возбуждения после достижения ротором подсинхронной частоты вращения.

Функции защиты от асинхронного режима также может осуществлять защита от перегрузки.

Прочие защиты от асинхронных режимов описаны в источнике [1].

8. ЗАЩИТА КОНДЕНСАТОРНЫХ УСТАНОВОК НАПРЯЖЕНИЕМ 6...10 кВ

Конденсаторные установки, присоединяемые параллельно к приемникам электроэнергии, предназначены для компенсации реактивной мощности в системах электроснабжения, а также для местного регулирования напряжения.

Конденсаторная установка состоит из одного или нескольких отдельно установленных единичных конденсаторов, присоединённых к сети через коммутационные аппараты. Электрически соединённые между собой единичные конденсаторы образуют конденсаторную батарею с единым коммутационным аппаратом. В общем случае конденсаторная установка может содержать и единичные конденсаторы, и конденсаторные батареи.

Основной вид повреждений конденсаторных установок – пробой конденсаторов – приводит к возникновению двухфазных КЗ. В условиях эксплуатации возможны также ненормальные режимы, связанные с перегрузкой конденсаторов токами высших гармоник тока и повышением напряжения. Поэтому, согласно ПУЭ, на конденсаторных установках должна быть предусмотрена защита от межфазных КЗ, от свехотоков перегрузки и от повышения напряжения. Кроме того, кабельная линия, питающая установку должна быть снабжена защитой от ЗНЗ.

Защита от межфазных коротких замыканий предусматривается для всей конденсаторной установки в целом. Единичные конденсаторы защищаются предохранителями, а вся батарея – двухфазной двухрелейной токовой отсечкой. Кроме того, предусматривается групповая защита батарей, из которых состоит установка. Групповая защита не требуется, если конденсаторы снабжены индивидуальной защитой.

Ток срабатывания защиты выбирают с учётом отстройки от токов переходного процесса при включении конденсаторной установки и толчков тока при перенапряжениях по условию (8.1):

$$I_{сз} \geq k_n \cdot I_{ку ном} , \quad (8.1)$$

где $I_{ку ном}$ – номинальный ток конденсаторной установки или отдельных её элементов (для групповой защиты и защиты секций);

$$k_n = 2,0 \dots 2,5.$$

Чувствительность защиты проверяется по току двухфазного КЗ на выводах батареи и считается достаточной при $k_u \geq 2$.

Защита от перегрузки предусматривается в тех случаях, когда возможна перегрузка конденсаторов высшими гармоническими составляющими тока из-за непосредственной близости мощных выпрямительных установок. Защита выполняется общей для всей конденсаторной установки и действует на её отключение с выдержкой времени порядка $t_{сз} = 9$ с. Ток срабатывания защиты определяется условием (8.2):

$$I_{сз} \geq 1,3 \cdot I_{ку ном} . \quad (8.2)$$

Защита от повышения напряжения устанавливается, если при повышении напряжения к единичному конденсатору может быть длительно приложено напряжение более $1,1 U_{ном}$. Защита выполняется одним максимальным реле напряжения и реле времени. Напряжение срабатывания определяется условием (8.3):

$$U_{сз} = 1,1 \cdot U_{ном} . \quad (8.3)$$

Выдержка времени принимается равной $t_{сз} = 3 \dots 5$ мин.

При любых отключениях конденсаторной установки должен предусматриваться запрет на её повторное включение на время, достаточное для полного разряда конденсаторов (около 5 мин).

Помимо вышеуказанных защит на конденсаторных установках устанавливаются автоматические регуляторы напряжения. Автоматическое регулирование напряжения выполняется одноступенчатым, когда автоматически включается (отключает-

ется) вся конденсаторная установка, или многоступенчатым, когда включаются (отключаются) отдельные батареи или единичные конденсаторы. Оно может осуществляться в функции напряжения, тока нагрузки, значения или знака реактивной мощности, времени суток (программное управление с помощью контактных электрических часов). Схемы управления и защиты конденсаторных установок описаны в источнике [1].

Среди микропроцессорных защит конденсаторных установок можно выделить такие, как «Сириус-2БСК», БМРЗ-152-Д-БСК, SPAC 810-Л и т. п.

9. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОВТОРНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ

9.1. Общие сведения

Опыт эксплуатации показывает, что часть КЗ на линиях электропередачи, вызванных перекрытием изоляции, схлестыванием проводов и другими причинами при достаточно быстром отключении повреждений релейной защитой самоустраняется. В этом случае при повторном включении линии она остаётся в работе и питание потребителей не прекращается.

Подобное повторное включение может производиться оперативным персоналом, но с целью ускорения восстановления электроснабжения потребителей используют специальные устройства автоматического повторного включения (АПВ). Время действия АПВ обычно не превышает нескольких секунд, поэтому устройства АПВ при успешном включении быстро подают напряжение потребителям, что не в состоянии обеспечить оперативный персонал.

Успешность действия АПВ весьма высока и составляет 60...75 %. Такая эффективность устройств АПВ делает их одним из основных средств повышения надёжности электроснабжения. Применение АПВ в ряде случаев также позволяет упростить схемы РЗ и ускорить отключение КЗ в сетях (применение короткозамыкателей и отделителей).

В эксплуатации получили применение виды АПВ, различающиеся по следующим основным признакам:

- по числу фаз выключателей, включаемых АПВ (трёхфазные и однофазные);
- по кратности действия (одно-, двух- и трёхкратные);
- по быстродействию (простые АПВ и быстродействующие АПВ);
- по способу воздействия на привод выключателя (электрические и механические АПВ);

- по способу контроля синхронизма для линий с двусторонним питанием.

Схемы устройств АПВ различаются также по способу пуска, по способу возврата в исходное положение, по типу элементов, оборудованных АПВ.

Согласно ПУЭ, обязательно применение АПВ на всех воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линиях напряжением выше 1кВ. Также АПВ применяется на подстанциях, оборудованных быстродействующей защитой шин, и на всех одиночно работающих трансформаторах (мощностью 1000 кВА и более) и трансформаторах меньшей мощности, питающих ответственную нагрузку.

АПВ линий как правило выполняется одно- или двухкратным. При установке устройств АПВ на линиях с двусторонним питанием необходимо учитывать, что для восстановления работоспособности поврежденной линии требуется её отключение и включение с двух сторон. В связи с этим устройства АПВ следует устанавливать на выключателях обоих концов защищаемого элемента. Необходимо также учитывать возможность несинхронного повторного включения и в ряде случаев принимать специальные меры, чтобы не допускать такое включение. Это достигается с помощью специальных органов, состоящих из реле, контролирующего наличие напряжения на линии, и реле контроля синхронизма. Устройства АПВ, дополненные этими органами, называются УАПВ с контролем синхронизма. Иногда можно отказаться от мер, предотвращающих несинхронное включение, и применять АПВ без контроля синхронизма. Это допустимо в следующих случаях [1]:

- при наличии большого числа параллельных связей, когда отключение одной из линий не сопровождается нарушением синхронизма (в этом случае применяют обычные устройства АПВ);

- если имеется быстродействующая защита и быстродействующие выключатели, позволяющие обеспечить полное

время первого цикла АПВ не более 0,25...0,5 с при повреждении в любой точке защищаемой линии; за указанное время векторы ЭДС разделившихся источников не успевают разойтись на значительный угол, поэтому повторное включение сопровождается допустимыми толчками тока и завершается успешным вхождением в синхронизм (устройства АПВ с таким временем действия называются быстродействующими);

– если включение на несинхронную работу при любых углах между ЭДС разделившихся источников не представляет опасности для оборудования и обеспечивается быстрое восстановление синхронизма; такое устройство АПВ называется несинхронным.

Подробнее об АПВ линий с двусторонним питанием описано в источнике [1].

Устройства АПВ трансформаторов обычно выполняют так, чтобы не допускать повторных включений трансформатора при внутренних повреждениях, которые, как правило, не самоустраняются. Поэтому делается запрет на пуск АПВ при отключении трансформатора от дифференциальной или газовой защиты. При этом в действие УАПВ после срабатывания остальных защит трансформатора (например, МТЗ от внешних КЗ) вводится некоторое замедление, исключающее повторное включение трансформатора при внутренних КЗ, сопровождающихся бурным газообразованием, когда отключающий элемент газового реле срабатывает раньше, чем срабатывает его сигнальный элемент. В остальном АПВ трансформаторов выполняется аналогично АПВ линий.

9.2. Требования к устройствам АПВ и расчёт их параметров

Все устройства АПВ (УАПВ) должны отвечать следующим основным требованиям:

1. УАПВ должны находиться в состоянии постоянной готовности к действию и срабатывать при всех случаях аварий-

ного отключения выключателя, кроме случаев оперативных отключений выключателя дежурным персоналом, что обеспечивается пуском устройств АПВ от несоответствия положений выключателя и его ключа управления, которое возникает всегда при любом автоматическом отключении выключателя. В эксплуатации используется также пуск устройства АПВ при срабатывании устройств релейной защиты или от устройств телеуправления.

2. Устройства АПВ должны иметь минимально возможное время срабатывания, превышающее время деионизации дугового промежутка в месте повреждения с целью повышения успешности АПВ. Также для успешного действия АПВ необходимо, чтобы время срабатывания $t_{АПВ}$ было больше времени $t_{гп}$ необходимого для восстановления готовности привода выключателя к работе на включение. Поэтому время действия АПВ в первом цикле выбирают по условию [1] (9.1):

$$t_{АПВ1} \geq t_{гп} + t_{зап}, \quad (9.1)$$

где $t_{гп}$ – время готовности привода;

$t_{зап}$ – время запаса, необходимое для погашения дуги в месте КЗ.

Обычно $t_{АПВ1} = 0,5...0,8$ с, однако в отдельных случаях для большей эффективности АПВ его выдержку времени в первом цикле целесообразно принимать несколько повышенной – до 2...5 с. При применении УАПВ должно, как правило, предусматриваться ускорение действия защиты на случай неуспешного АПВ. Если защита на линиях 35 кВ и ниже выполнена на переменном оперативном токе, то с целью упрощения защиты её можно не ускорять.

3. Автоматически с заданной выдержкой времени устройства АПВ должны возвращаться в состояние готовности к новому действию после включения в работу выключателя.

4. УАПВ не должны производить многократные включения выключателя на неустранившееся КЗ, что обеспечивается

при условии, если релейная защита с максимальной выдержкой времени $t_{сз\ max}$ успеет отключить выключатель, включенный на КЗ, раньше, чем устройство АПВ вернется в состояние готовности к новому действию, т. е. для времени действия АПВ во втором цикле должно быть (9.2)

$$t_{АПВ2} \geq t_{АПВ1} + t_{вв} + t_{сз\ max} + t_{ов} + t_{зап}, \quad (9.2)$$

где $t_{ов}$ – время включения выключателя;

$t_{ов}$ – время отключения выключателя.

Величина $t_{АПВ2} = 10...15$ с. Если имеется третий цикл действия АПВ, то для него принимают $t_{АПВ3} = 1...5$ мин.

9.3. Схема УАПВ однократного действия

Схемы устройств электрического АПВ, подобно схемам релейной защиты, выполняются на постоянном, переменном и выпрямленном, оперативном токе.

В схемах АПВ на постоянном и выпрямленном токе до сих пор используется комплектные реле типа РП-358 (см. рис. 9.1) или РП-58.

В состав реле РПВ-358 входят (см. рис. 9.1а):

- реле времени KT , создающее выдержку времени $t_{АПВ1}$ от момента пуска устройства АПВ до замыкания цепи контактов включения выключателя;

- промежуточное реле KLI с двумя обмотками – $KLI.1$ и $KLI.2$, при срабатывании замыкающее цепь включения выключателя;

- конденсатор $C1$, в результате разряда которого срабатывает реле KLI и обеспечивается однократность действия УАПВ;

- резисторы: $R1$, обеспечивающий термическую стойкость реле времени; $R2$, ограничивающий скорость заряда конденсатора CY ; $R3$, разряжающий конденсатор $C1$ при

срабатывании устройств защиты, после действия которых не должно происходить АПВ, и при отключении выключателя ключом управления (запрет АПВ);

– диод VD , предотвращающий разрядку конденсатора $C7$ при понижении напряжения на блоке питания и заряда UGV вследствие близких коротких замыканий (в реле РПВ-58, предназначенном для цепей постоянного тока, диод VD отсутствует).

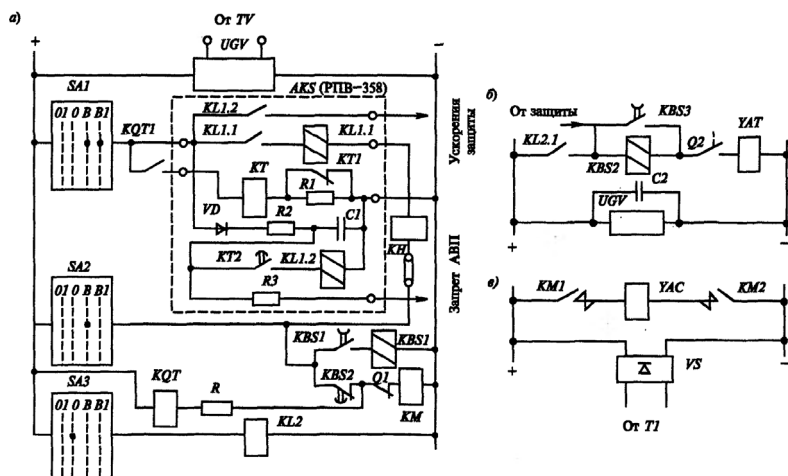


Рис. 9.1. Схема АПВ на выпрямленном оперативном токе

Для питания электромагнита отключения YAT выключателя используется предварительно заряженный конденсатор $C2$ блока питания и заряда UGV (см. рис. 9.1б). В схему введено промежуточное реле $KL2$ для разделения оперативных цепей электромагнита отключения и реле РПВ-358. Электромагнит включения YAC выключателя получает питание от трансформатора собственных нужд через мощный выпрямитель VS (см. рис. 9.1в).

Более подробно работа схемы описана в источнике [1].

На переменном оперативном токе устройства АПВ наиболее просто выполняются на выключателях, оборудованных грузовыми или пружинными приводами. Энергия необходимая для включения запасается в предварительно натянутых пружинах или поднятом грузе. Подъем груза или натяжение пружины осуществляется электродвигателями мощностью примерно 80...100 Вт типа МУН и редуктора АДР.

Схема АПВ на переменном токе показана на рис. 9.2.

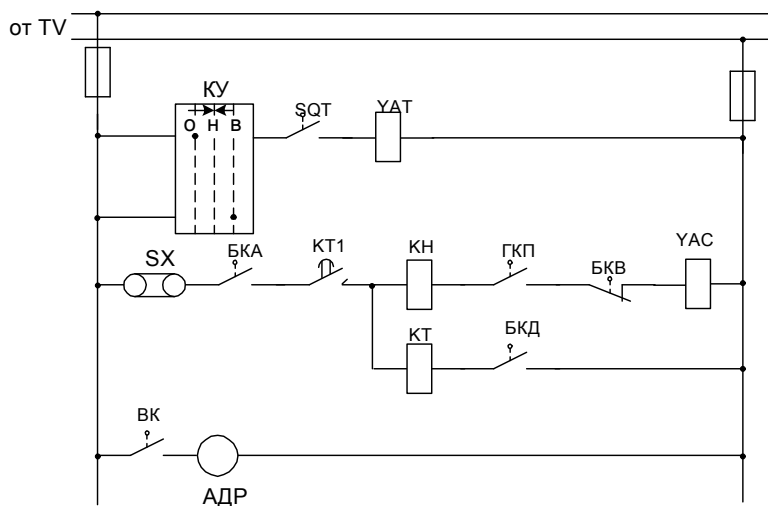


Рис. 9.2. Схема АПВ на переменном токе

При отключении выключателя от защиты замыкаются его вспомогательные контакты *БКВ* и *БКД*, последний запускает реле времени *КТ*, которое своими проскальзывающим контактом *КТ1* кратковременно замыкает цепь включающий катушки *УАС*.

БКА – вспомогательный контакт привода. Он замкнут, когда выключатель включен, при отключении выключателя остаётся замкнутым, а при отключении от ключа *КУ* размыкается, предотвращая действие АПВ.

Включающая катушка срабатывает и освобождает механизм зацепления, удерживающей пружины в заведённом состоянии, которые при этом производят включение выключателя. Одновременно замыкается концевой выключатель *ВК* и включает электродвигатель устройства *АДР*, которое вновь натягивает пружины. Процесс натяжения пружины составляет 6...20 с. По окончании натяжения пружин концевой выключатель *ВК* отключает электродвигатель. Для обеспечения однократности действия минимальное время натяжения пружины должно быть больше наибольшей выдержки времени защиты, действующей на этот выключатель.

Среди более современных устройств АПВ можно отметить электронно-механические реле типа РПВ-1 и РПВ-2, АПВ-2, логическая часть которых выполнена на микросхемах.

Также следует отметить, что функция логики АПВ имеется практически у всех микропроцессорных устройств релейной защиты.

9.4. Ускорение действия релейной защиты при АПВ

Повторное включение на устойчивое КЗ линии, не имеющей быстродействующей защиты, вредно отражается на работе потребителей, что приводит к увеличению размеров повреждения в месте КЗ и увеличивает опасность нарушения устойчивости параллельной работы электростанций. Поэтому перед повторным включением выключателя линии, производится ускорение действия её защиты.

Рассмотрим схему ускорения МТЗ после действия АПВ (см. рис. 9.3).

Цепь ускорения нормально разомкнута контактом промежуточного реле ускорения *KLy*, которое срабатывает перед повторным включением, и имея замедление на возврат, держит свой контакт замкнутым в течение 0,7...1 с. Поэтому

му если повторное включение происходит на устойчивое КЗ, то защита второй раз подействует без выдержки времени по цепи ускорение.

Ускорение защиты до АПВ позволяет ускорить отключение КЗ и обеспечить селективную ликвидацию повреждений.

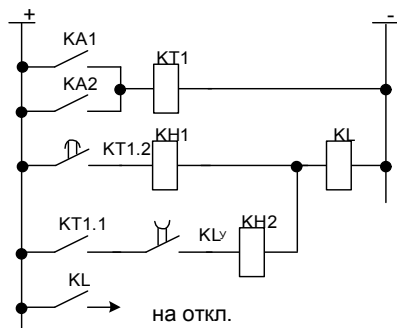


Рис. 9.3. Схема ускорения МТЗ после АПВ

10. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ РЕЗЕРВА

10.1. Общие сведения

Для надёжности электроснабжения потребителей в энергосистемах и в электрических установках создаются специальные схемы электрических присоединений. Высокую степень надёжности обеспечивают схемы питания подстанция одновременно от двух и более источников питания. Несмотря на эти преимущества многостороннего питания потребителей, большое количество подстанций, имеющих два и более источника питания, работают по разомкнутой схеме. Применение такой схемы во многих случаях оказывается целесообразным для снижения величин токов КЗ, экономии потерь в трансформаторах, упрощение релейной защиты и т. д.

Недостатком в данном случае является то, что аварийное отключение рабочего источника питания приводит к прекращению питания потребителей. Этот недостаток может быть в значительной степени устранён быстрым автоматическим включением резервного источника или выключателя, на котором производится деление сети. Для выполнения этой операции широко используется специальное автоматическое устройство – автоматика включения резерва (АВР). При наличии АВР время перерыва питания потребителей в большинстве случаев определяется лишь временем включения выключателя резервного источника и составляет 0,3...0,8 с.

Все устройства АВР (УАВР) должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1. Находиться в состоянии постоянной готовности к действию и срабатывать при прекращении питания потребителей по любой причине и наличии нормального напряжения на резервном источнике питания.

Чтобы не допустить включения резервного источника на короткое замыкание, линия рабочего источника к моменту действия УАВР должна быть отключена выключателем со стороны шин потребителей.

Признаком прекращения питания является исчезновение напряжения на шинах потребителей, поэтому воздействующей величиной устройства АВР обычно является напряжение.

2. Иметь минимально возможное время срабатывания, что необходимо для сокращения продолжительности перерыва питания потребителей и обеспечения самозапуска электродвигателей.

Минимальное время срабатывания АВР должно быть отстроено от времени действия устройств РЗ с учётом АПВ и от времени срабатывания других УАВР, расположенных ближе к источнику питания.

3. Обладать однократностью действия, что необходимо для предотвращения многократного включения резервного источника на устойчивое короткое замыкание.

4. Обеспечивать вместе с защитой быстрое отключение резервного источника питания и его потребителей от поврежденной резервируемой секции шин и тем самым сохранять их нормальную работу. Для этого предусматривается ускорение защиты после АВР. Желательно вообще исключить действие УАВР при КЗ на резервируемой секции шин.

5. Не допускать опасных несинхронных включений СД и перегрузок оборудования.

10.2. Выбор параметров АВР

Схемы УАВР различаются, в основном, их пусковыми органами. При этом в качестве воздействующих величин могут быть: значение напряжения на контролируемой секции шин, частота этого напряжения, угол между векторами напряжения рабочего и резервного источников питания и некоторые другие электрические величины.

В качестве примера рассмотрим схему сети с УАВР с пуском по минимальному напряжению на секционном выключателе (см. рис. 10.1). В этой схеме шины секционированы; секционный выключатель $Q5$ отключен. Каждая секция питается от отдельного источника. Схему УАВР можно выполнить так, что устройство будет действовать на включение секционного выключателя $Q5$ при отключении любого из источников питания и исчезновении напряжения на любой секции шин. В этом случае осуществляется взаимное резервирование с помощью УАВР двустороннего действия.

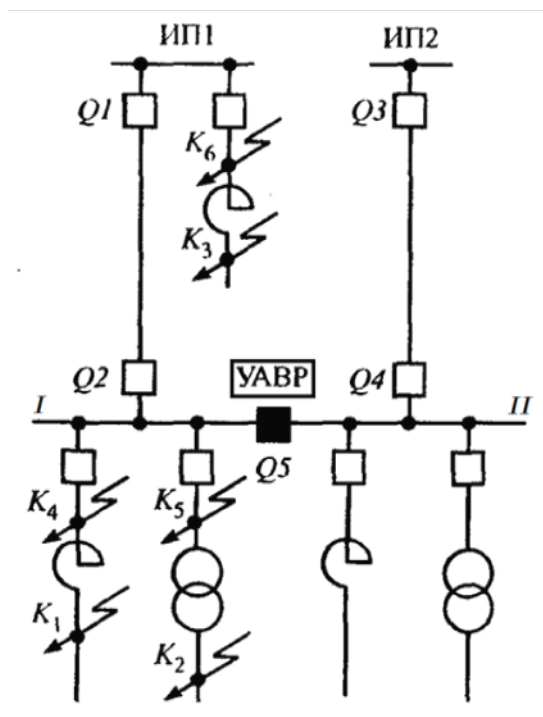


Рис. 10.1. Схема сети с УАВР

При исчезновении напряжения на секции шин I или II, прежде чем включить выключатель $Q5$, устройство АВР должно отключить выключатель $Q2$ или $Q4$, если он остался включенным. Для этой цели в схему УАВР вводят пусковой орган, в котором обычно применяют минимальные реле напряжения. В общем случае УАВР содержит также орган выдержки времени. Для удовлетворения основных требований, предъявляемых к УАВР, параметры пускового органа и органа выдержки времени выбирают следующим образом.

Минимальный пусковой орган напряжения не должен срабатывать при понижениях напряжения на шинах (например секции I) до $U_{ост\ k}$, вызванных короткими замыканиями в точках $K1-K3$ (за элементами с сосредоточенными параметрами). Эти повреждения обычно отключаются защитами с выдержкой времени соответствующих элементов. Таким образом, напряжение срабатывания реле должно быть (10.1)

$$U_{сп1} = \frac{U_{ост\ k}}{k_U \cdot k_n}, \quad (10.1)$$

где $k_n = 1, 1 \dots 1, 2$,

k_U – коэффициент трансформации ТН.

При КЗ в точках K_4-K_6 устройство АВР также не должно срабатывать. КЗ в точках K_4-K_6 ликвидируются быстродействующими защитами соответствующих элементов. После отключения поврежденного элемента напряжение на шинах секции I начинает восстанавливаться и осуществляется самозапуск электродвигателей. Для того, чтобы исключить действие УАВР, необходимо соответствующим образом выбрать выдержку времени t_{ABP} и обеспечить возврат минимальных реле напряжения в исходное состояние при напряжениях, не больших значения $U_{ост\ c3n}$. Это будет вторым условием выбора напряжения срабатывания (10.2):

$$U_{сп1} = \frac{U_{ост\ c3n}}{k_U \cdot k_n \cdot k_6}, \quad (10.2)$$

где $k_B = 1,25$ – коэффициент возврата реле.

Принимается меньшее значение напряжения срабатывания, полученное из выражений (10.1) и (10.2). В практических расчётах часто принимают $U_{cp1} = \frac{(0,25...0,4)U_{ном}}{k_U}$

Выдержку времени АВР обычно принимают исходя их наибольшей выдержки времени защит присоединений, отходящих от шин источника питания *ИПП* и от шин секции I (10.3):

$$t_{ABP} \geq t_{сз. max} + \Delta t. \quad (10.3)$$

Если на резервируемом элементе системы электроснабжения (например, на линии *ЛЛ*) имеется устройство АПВ, то время t_{ABP} должно согласовываться со временем действия УАПВ $t_{АПВ}$ так, чтобы УАВР действовало только после неуспешного действия УАПВ. Для этого время t_{ABP} , полученное из выражения (10.3), увеличивают на значение $t_{АПВ}$. Если в системе электроснабжения наряду с рассматриваемым устройством АВР имеется УАВР, расположенное ближе к рабочему источнику питания и имеющее время действия t'_{ABP} , то рассматриваемого УАВР должно выполняться дополнительное условие $t_{ABP} \geq t'_{ABP} + t_{зан}$. Время запаса $t_{зан}$ принимается равным 2...3 с.

Действие УАВР имеет смысл лишь при наличии напряжения на резервном источнике питания. Поэтому в пусковой орган УАВР включают максимальное реле напряжения, контролирующее наличие напряжения на резервном источнике. Напряжение срабатывание реле остраивают от минимального рабочего напряжения и принимают [1] (10.4)

$$U_{cp2} = \frac{(0,65...0,7)U_{ном}}{k_U}. \quad (10.4)$$

Включаемый от УАВР секционный выключатель должен иметь защиту, действующую с ускорением после АВР. Такое

ускорение необходимо для отключения секционного выключателя, если он будет включен устройством АВР на КЗ, например, на резервируемой секции шин.

В том случае, если при успешном действии УАВР резервный источник питания перегружается и не обеспечивает самозапуск электродвигателей, следует отключить часть нагрузки, например, минимальной защитой напряжения.

10.3. Схема устройства АВР

В качестве примера рассмотрим схему автоматического включения резервного трансформатора на подстанции, получающей питание от двух независимых источников (см. рис 10.2).

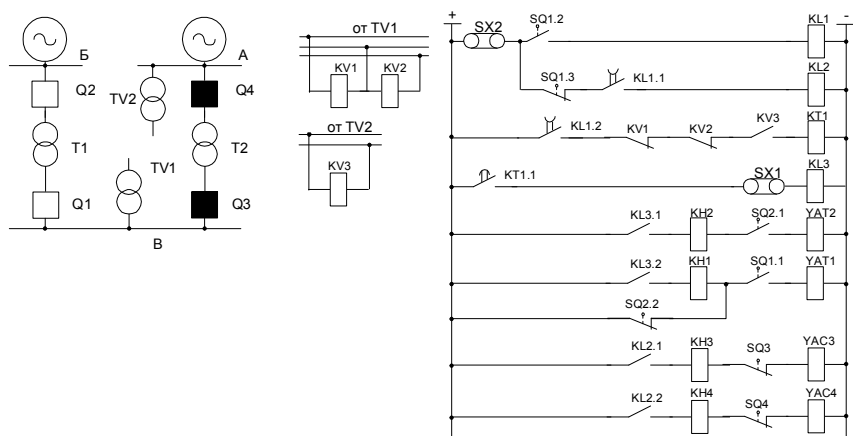


Рис. 10.2. Схема УАВР

Питание потребителей нормально осуществляется от рабочего трансформатора Т1. Резервный трансформатор Т2 отключен и находится в резерве. При отключении выключателя Q1 трансформатора Т1 его вспомогательный контакт SQ1.2

разрывает цепь обмотки промежуточного реле *KL1*. В результате, якорь реле *KL1*, подтянутый при включенном выключателе, при снятии напряжения отпадает с выдержкой времени и размыкает контакты. Второй вспомогательный контакт *SQ1.3* выключателя *Q1*, замкнувшись при отключении *Q1*, подаёт плюс через ещё замкнутый контакт *KL1.1* на обмотку промежуточного реле *KL2*, которое своими контактами производит включение выключателей *Q3* и *Q4* резервного трансформатора, воздействуя на контакторы включения *YAC3* и *YAC4*. Затем с выдержкой времени реле *KL1* размыкает контакты и разрывает цепь обмотки *KL2*. Если резервный трансформатор будет включен действием АВР на неустранившееся КЗ и отключится от релейной защиты, то его повторного включения не произойдёт. Реле *KL1* обеспечивает однократность действия АВР. Реле *KL1* вновь замкнёт свои контакты и подготовит схему АВР лишь после включения выключателя *Q1*. Выдержка времени на размыкание контактов реле *KL1* больше времени включения выключателей *Q3* и *Q4* для надёжного их включения. Если отключится выключатель *Q2* со стороны высшего напряжения рабочего трансформатора потребителей подстанции *B* также потеряют питание. При отключении *Q2*, для обеспечения действия АВР необходимо отключить *Q1*. Это осуществляется вспомогательным контактом *SQ2.2* выключателя *Q2*.

Действие АВР должно осуществляется и при исчезновении напряжения на шинах питающей подстанции, в этом случае предусмотрен специальный пусковой орган минимального напряжения, в который входят реле *KV1*, *KV2*, *KV3*, *KT1* и *KL3*. При исчезновении напряжения на подстанции *B*, а следовательно, и на шинах подстанции *B* реле минимального напряжения подключенные к *TH1* замкнут свои контакты и подадут плюс оперативного тока на реле *KT1* через контакт *KV3*. Реле *KT1* срабатывает и через замыкающий контакт с выдержкой времени *KT1.1*, которая больше времени включения выключателей *B3* и *B4*, подаёт плюс на реле *KL3*, которое отключает

Q1 и *Q2*. После этого срабатывает АВР. Реле *KL3* предусмотрено для предотвращения отключения трансформатора *T1* в случае отсутствия напряжения на шинах подстанции *A*.

Если на трансформаторе имеется устройство АПВ, то оно должно действовать перед пуском АВР при внешних повреждениях. При внутренних повреждениях вводится запрет на действие АПВ, и сразу действует УАВР.

Примерами микропроцессорного исполнения УАВР могут служить устройства БМРЗ-152-Д-СВ, РС80-АВРМ, «Бреслер-0107» и т. п.

11. АВТОМАТИЧЕСКАЯ ЧАСТОТНАЯ РАЗГРУЗКА

Частота наряду с напряжением является основным параметром, определяющим качество электроэнергии. Отклонение частоты отражается на работе потребителей. С понижением частоты уменьшается скорость вращения электродвигателей и, соответственно, уменьшается производительность, приводимых ими механизмов. На ряде предприятий отключение частоты может привести к нарушению технологии производства и к браку. Согласно нормам качества электроэнергии частота не должна отклоняться от номинального значения больше чем на $\pm 0,2$ Гц. Регулирование частоты производится либо вручную, либо автоматически с помощью регуляторов. Пока генераторы загружены не полностью и, следовательно, в энергосистеме есть резерв активной мощности, регуляторы частоты и скорости будут поддерживать заданный уровень частоты. После того, как резервы вращающихся агрегатов будут исчерпаны, дефицит активной мощности, вызванный отключением части генераторов или включением новых потребителей, приведет к снижению частоты в энергосистеме. Снижение частоты влечет за собой снижение производительности механизмов СН станций, резко уменьшается располагаемая мощность тепловых электростанций, что влечет за собой дальнейшее снижение частоты в энергосистеме (лавина частоты).

При отсутствии вращающегося резерва единственно возможным способом восстановления частоты является отключение части наименее ответственных потребителей. Это и осуществляется с помощью специальных устройств автоматики частотной разгрузки (АЧР), срабатывающих при опасном снижении частоты.

Устройства АЧР, используемые для ликвидации аварийного дефицита активной мощности в энергосистемах, подразделяются на три категории: АЧР I, АЧР II и дополнительные АЧР.

АЧР I – быстродействующая с уставками срабатывания от 47...48 до 46...46,5 Гц, $t_{cp} \geq 0,1...0,3$ с. Назначение этой категории – не допускать глубокого снижения частоты в первое время развития аварии. Уставки АЧР I отличаются друг от друга на 0,1 Гц. Отключение идет по очереди через 0,1 Гц. К АЧР I подключаются примерно 75...80 % от общей нагрузки.

Вторая категория – АЧР II предназначена для восстановления частоты до нормального значения в случае, если она длительно остается пониженной или, как говорят «зависает» на уровне 48 Гц и работает после отключения части потребителей от АЧР I. Уставки АЧР II принимаются одинаковыми на 0,5 Гц выше верхнего предела АЧР I – 47,...48,5 Гц. Выдержки времени АЧР II отличаются друг от друга на 5 с и принимаются равными 19...20 с. К АЧР II подключается 20...25 % общей нагрузки.

Кроме того, в эксплуатации применяются также и так называемая дополнительная группа АЧР, которая предназначена для осуществления местной разгрузки при возникновении большого дефицита активной мощности.

Для ускорения восстановления питания потребителей, отключенных АЧР, применяется специальная автоматика АПВ после АЧР, так называемое частотное АПВ.

Действие ЧАПВ разрешается при восстановлении частоты свыше 45,9 Гц [1]. Минимальная выдержка времени на включение нагрузки устанавливается $t_{ЧАПВ} = 10...20$ с, а ступень селективности между очередями ЧАПВ принимается равной 5 с.

Среди микропроцессорных устройств АЧР можно выделить такие, как «Сириус-2-РЧН», ТОР 200-КЧР, БРЧН-100.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном учебном пособии соответствии с учебным планом читаемой дисциплины для студентов направления подготовки «Электроэнергетика и электротехника» изложены вопросы релейной защиты и автоматики элементов электрических сетей напряжением 6...35 кВ. Затронуты вопросы особенностей применения современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики.

Устройства РЗ и А сетей более высоких классов напряжений, а также электрических станций будут рассмотрены во втором, более расширенном издании пособия.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Андреев, В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения / В. А. Андреев. – Москва: Выс. шк., 2006. – 496 с.
2. Беркович, М. А. Основы техники релейной защиты / М. А. Беркович, В. В. Молчанов, В. А. Семенов. – 6-е изд., перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 1984. – 376 с.
3. Копьев, В. Н. Релейная защита: учеб. пособие / В. Н. Копьев. – Томск: Изд-во Том. политехн. ун-та, 2011. – 160 с.
4. Фигурнов, Е. П. Релейная защита: учебник: в 2 ч. / Е. П. Фигурнов. – 3-е изд., перераб. и доп. – Москва: Учеб.-метод. центр по образованию на железнодорожном транспорте, 2009. – Ч. 1. – 415 с.
5. Шабад, М. А. Расчёты релейной защиты и автоматики распределителей / М. А. Шабад. – 3-е изд., перераб. и доп. – Ленинград: Энергоатомиздат, 1985. – 376 с.
6. Усатенко, С. Т. Выполнение электрических схем по ЕСКД: справ. / С. Т. Усатенко, Т. К. Каченюк, М. В. Терехова. – Москва: Изд-во стандартов, 1989. – 325 с.
7. Микропроцессорное устройство защиты «Сириус-Т»: методика выбора уставок. – Москва: РАДИУС Автоматика, 2010. – 9 с.
8. Терминалы релейной защиты синхронных и асинхронных электродвигателей 6-10 кВ. Расчёт уставок: метод. указ. – Санкт-Петербург: Механотроника, 2012. – 94 с.
9. Блок микропроцессорной релейной защиты БМРЗ-УЗД: руководство по эксплуатации. – Санкт-Петербург: Механотроника, 2014. – 87 с.
10. Микропроцессорные устройство защиты «Сириус-2Л», «Сириус-21Л»: руководство по эксплуатации. – Москва: РАДИУС Автоматика, 2012. – 74 с.
11. Микропроцессорное устройство защиты «Сириус-Т»: руководство по эксплуатации. – Москва: РАДИУС Автоматика, 2010. – 102 с.

Учебное издание

Коряков Денис Валентинович

**РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА
И АВТОМАТИКА**

Редактор: Е. В. Валукова

Вёрстка: Н. Ю. Добрецкая

Подписано в печать 15.05.2015. Формат 60×84/16.

Бумага офсетная. Способ печати цифровой.

Усл. печ. л. 8,4. Уч-изд. л. 9,1

Заказ № 07415. Тираж 100 экз.

ФГБОУ ВПО «Забайкальский государственный университет»
672039, г. Чита, ул. Александро-Заводская, 30