

Министерство образования Республики Беларусь

**Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»**

Кафедра «Электроснабжение»

Л. И. Евминов

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

**КУРС ЛЕКЦИЙ
для студентов специальности
1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)»
дневной и заочной форм обучения**

Гомель 2011

УДК 621.316.925(075.8)
ББК 31.27-05я73
Е19

*Рекомендовано научно-методическим советом
энергетического факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 1 от 28.09.2010 г.)*

Рецензент: канд. техн. наук, доц. каф. «Автоматизированный электропривод»
ГГТУ им. П. О. Сухого *В. В. Тодарев*

Евминов, Л. И.

Е19 Релейная защита и автоматика систем электроснабжения : курс лекций для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)» днев. и заоч. форм обучения / Л. И. Евминов. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2011. – 389 с. – Систем. требования: РС не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <http://lib.gstu.local>. – Загл. с титул. экрана.

Рассмотрены основные требования, предъявляемые к устройствам РЗА, элементная база, характеристики и конструкции разных видов реле, в том числе и микропроцессорных (цифровых). Даны понятия и принципы построения максимальных токовых, дифференциальных, линий, трансформаторов, генераторов, электродвигателей, а также методы расчета параметров срабатывания устройств РЗА и возможности применения ПЭВМ для выполнения расчетов.

Для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)» дневной и заочной форм обучения.

УДК 621.316.925(075.8)
ББК 31.27-05я73

© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2011

1. ВВЕДЕНИЕ

ЛЕКЦИЯ № 1

Содержание лекции

Введение.

- 1.1. Назначение релейной защиты.
- 1.2. Краткая справка по истории развития релейной защиты.
- 1.3. Повреждения и ненормальные режимы в системах электроснабжения.
- 1.4. Основные виды релейной защиты.
- 1.5. Разновидности реле защиты.

Введение

Электроэнергетические сети и системы характеризуются непрерывностью производства и потребления электроэнергии во времени, быстротечностью распространения электромагнитных возмущающих воздействий и неизбежностью возникновения повреждений. В таких условиях надлежащее качество и надежность электроснабжения могут быть обеспечены только при широком применении комплекса автоматических устройств, среди которых первостепенное значения имеют устройства релейной защиты и противоаварийной автоматики (РЗА). Устройства РЗА предназначены для быстрой автоматической локализации поврежденного электрооборудования или линии системы электроснабжения, автоматического восстановления напряжения на неповрежденных участках и предотвращения ненормальных режимов.

Применение устройств РЗА началось в конце 19-го века одновременно с появлением первых линий электропередач. На первом этапе элементная база устройств РЗА строилась на электромеханических реле, затем – на микроэлектронных реле и в последние годы - на микропроцессорных (цифровых) реле. В республике Беларусь в значительной степени еще используются РЗА на электромеханической элементной базе, однако вновь строящиеся и реконструируемые объекты электроснабжения оборудуются современными микропроцессорными устройствами защиты и автоматики – цифровыми реле (ЦР). Отличительной особенностью цифровых реле является их многофункциональность и универсальность, то есть возможность без аппаратной избыточности в одно реле заложить множество видов защит с различными характеристиками срабатывания, а так же заложить

функции автоматики, измерения, управления и сигнализации. Такая многофункциональность обеспечивается тем, что обработка информации в цифровом реле осуществляется исключительно программными средствами с использованием математического аппарата. Термин «цифровое реле» применяется в станах СНГ. Зарубежные фирмы называют их «терминалами», поскольку они, обладая универсальностью, имеют интерфейсы с ПЭВМ и выходы для подключения волоконно-оптической линии связи с АСУ ТП.

Переход на цифровые принципы обработки информации в микропроцессорных реле не привел к появлению каких-либо новых принципов построения релейных защит, но существенно улучшил их эксплуатационные качества, такие как:

- надежность, быстродействие и непрерывный автоматический контроль;
- малое потребление от измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- возможность запоминания параметров аварийных процессов;
- возможность реализации более сложных и совершенных алгоритмов, удобство наладки, настройки и эксплуатации;
- интеграция (объединение) систем оперативного и автоматического управления, позволяющая создать терминал, в пределах одного защищаемого объекта;
- сервисные возможности и самодиагностика.

Внедрение цифровых реле на электроэнергетических объектах обосновывается следующей экономической эффективностью:

1. Многофункциональность ЦР. При малых габаритах одно ЦР заменяет от 10 до 20 аналоговых реле, а также несколько измерительных приборов, которые в совокупности выполняют такие же функции (экономия подсчитывается по стоимости реле, приборов и монтажных работ).

2. Непрерывная самодиагностика и высокая аппаратная надежность, практически исключая возможность отказа защиты при КЗ и, как следствие, предотвращающая ущерб от недоотпуска электроэнергии. Аналоговые защиты, не обладающие свойством самодиагностики, могут оказаться в неисправном состоянии в период между плановыми проверками сроком до 2-5 лет и это неизбежно приведет к отказу защиты при коротком замыкании (КЗ). В случае неисправности ЦР за счет непрерывной самодиагностики мгновенно

выдается сигнал неисправности. Следовательно, замена этого реле или неисправного блока происходит оперативно, без ожидания аварийной ситуации на защищаемом элементе. Самодиагностика ЦР, кроме того, позволяет в несколько раз увеличить период плановых проверок или вообще от них отказаться (экономия в заработной плате за счет уменьшения численности ремонтного персонала). Так по данным сетевого района VIRAT (Финляндия), все подстанции которого оборудованы цифровыми реле, существенно снизились затраты на ремонт, перерывы электроснабжения. На весь ремонт вместо трех ремонтных бригад стала использоваться одна, состоящая из двух работников.

3. Ускорение отключения КЗ благодаря существенному уменьшению ступени селективности по времени и точности работы ЦР (может дать экономию за счет применения проводов линии или кабелей меньшего сечения, выбранных по условию их термической стойкости).

Как отмечалось выше, принципы построения и расчет параметров срабатывания релейной защиты независимо от применяемой элементной базы не изменились, поэтому курс РЗА в данном пособии изучается в основном на примере схем с электромеханическими реле и цифровыми защитами.

1.1. Назначение релейной защиты и автоматики

1.1.1. Назначение релейной защиты

Основным назначением релейной защиты (РЗ) является выявление места возникновения КЗ и быстрое автоматическое отключение выключателей поврежденного оборудования или участка сети от остальной неповрежденной части электрической установки или сети.

Кроме повреждений электрического оборудования могут возникать нарушения нормальных режимов его работы (перегрузка, замыкание на землю одной фазы в сети с изолированной нейтралью, выделение газа в результате разложения масла в трансформаторе или понижение уровня масла в его расширителе и т. д.). При нарушениях нормальных режимов работы электрического оборудования нет необходимости немедленного его отключения, так как эти явления не представляют непосредственной опасности для оборудования и могут самоустраниться.

Таким образом, вторым назначением релейной защиты является выявление нарушений нормальных режимов работы оборудования, которые могут привести к аварии и подача предупредительных сигнала-

лов обслуживающему персоналу или отключение оборудования с выдержкой времени.

Согласно требованиям ПТЭ, силовое оборудование электростанций, подстанций и электрических сетей должно быть защищено от КЗ и нарушений нормальных режимов работы устройствами РЗ.

Свое название релейная защита получила от названия основного элемента схем защиты – реле, что в переводе с французского означало «перекладная лошадь». В настоящее время термином реле обозначается широкая группа автоматических приборов и устройств, используемых в релейной защите, автоматике, телемеханике, телефонии и других отраслях техники.

В релейной защите под термином реле обычно понимают автоматически действующее устройство, которое приходит в действие (срабатывает) при определенном значении воздействующей на него входной величины, которая называется уставкой реле. Так, например, реле максимального тока при увеличении тока в контролируемой цепи (куда включена токовая обмотка этого реле) до заданного значения, называемого током срабатывания (уставкой), замыкает своими контактами управляемую электрическую цепь.

Под устройством релейной защиты подразумевается совокупность реле, приборов и вспомогательных элементов, которые при повреждениях и ненормальных режимах работы оборудования должны действовать на его отключение или на сигнал.

1.2. Краткая справка по истории развития релейной защиты

Историки утверждают, что реле впервые было разработано и построено русским ученым П.Л. Шиллингом в 1830-1832 гг. Это реле составляло основную часть вызывного устройства в разработанном им телеграфе.

Основные этапы развития техники РЗА следующие:

- Для защиты электрооборудования от КЗ в конце 19 века применялись плавкие предохранители.
- В 1901 г. появляются индукционные (дисковые) реле тока.
- В 1908 г. разрабатывается дифференциальный токовый принцип.
- В 1910 г. появляются токовые направленные защиты.
- В начале 20-х годов были разработаны первые дистанционные защиты.

- В 1923 - 1928 гг. предпринимаются первые шаги по использованию для защиты электронных устройств.
- В 1932 г. была разработана дистанционная защита на электронных лампах.
- В 70-е годы началось широкое применение для РЗА электронных устройств, выполненных на дискретных полупроводниковых приборах.
- В 80-е годы началось применение микроэлектронных устройств РЗА на интегральных микросхемах.
- В начале 90-х годов и по настоящее время – внедряется новое поколение устройств РЗА, построенное на микропроцессорной элементной базе, так называемые цифровые реле защиты.

Таблица 1.1

Основные производители цифровых реле

| Название фирмы | Страна (город) | Основные типы ЦР для защиты: | | |
|---------------------------|---------------------|--------------------------------|---------------------|---------------------|
| | | линии | трансформатора | двигателя |
| <i>Areva (реле Micom)</i> | | <i>P120, P540</i> | <i>P631</i> | <i>P241</i> |
| <i>ABB</i> | Швеция | <i>REF54, REL52</i> | <i>RET 316</i> | <i>REM 542</i> |
| АББ-Чебоксары | Россия | <i>SPAC 801</i> | <i>SPAD 804</i> | <i>SPAJ 802</i> |
| <i>Merlin Gerin</i> | Франция | <i>Sepam2000 SO</i> | <i>Sepam2000 TO</i> | <i>Sepam2000 MO</i> |
| <i>Siemens</i> | Германия | <i>7SJ 511</i> | <i>7VT 512</i> | <i>7UM 513</i> |
| <i>GE</i> | США | <i>L60</i> | <i>F60</i> | <i>M60</i> |
| <i>SEL</i> | – | <i>SEL 543</i> | <i>SEL 551</i> | |
| Механотроника | С.-Петербург | БМРЗ 04 | БМРЗ 05 | БМРЗ ДС |
| Радиус | Зеленоград | Сириус-М | Орион-М | |
| Киевприбор | Украина | МРЗС 05; УЗА-10А.2(3) | | |
| Белэлектромонтаж-наладка | Республика Беларусь | МР 300, МР 500, МР 600, МР 700 | | |

Таким образом, в настоящее время в электроэнергетических системах одновременно эксплуатируются устройства РЗА построенные на различной элементной базе: электромеханические реле, блоки реле, шкафы и панели на интегральных микросхемах малой и средней степени интеграции (логические элементы и операционные усилители), а также перспективные защиты на микропроцессорной технике. Пока в действующих электроустановках до 95 % эксплуатируются электромеханические защиты, однако, при реконструкции подстанций и строительстве новых энергетических объектов предпочтение отдадут современным микропроцессорным защитами, на базе которых

создаются автоматические системы управления и сбора информации (АСУ ТП).

1.3. Повреждения и ненормальные режимы в системах электроснабжения

В системах электроснабжения могут возникать повреждения и ненормальные режимы работы электрооборудования электрических станций и подстанций, их распределительных устройств, ЛЭП, электроустановок потребителей.

Большинство повреждений в системах приводит к коротким замыканиям фаз между собой или фаз на землю.

В обмотках электрических машин и трансформаторов кроме КЗ бывают еще межвитковые замыкания.

Возникновение КЗ является результатом нарушения изоляции электрооборудования, которые вызываются:

- перенапряжениями (особенно в сетях с изолированными нейтралью);
- прямыми ударами молнии;
- старением изоляции;
- механическими повреждениями изоляции, проездом под линиями негабаритных механизмов;
- ошибки персонала при операциях (отключения разъединителей под нагрузкой, включение МВ на ошибочно поставленные заземления и др.).

Повреждения сопровождаются значительным увеличением тока и понижением напряжения в элементах системы. Наиболее распространенными и наиболее опасными видами повреждений являются разного вида короткие замыкания, следствием которых могут быть:

1. Сильное понижение напряжения в значительной части системы, приводящее к нарушению нормальной работы большого числа потребителей электроэнергии и браку продукции;
2. Разрушение поврежденного элемента электрической дугой, возникающая при КЗ;
3. Разрушение оборудования в неповрежденной части системы в результате термического и динамического воздействия тока КЗ;
4. Нарушение устойчивости системы, когда ее нормальная работа может полностью парализоваться;
5. Электромагнитное влияние на линии связи, трубопроводы и другие коммуникации.

Повреждения нарушают работу энергосистемы и потребителей электрической энергии, а ненормальные режимы создают возможность возникновения повреждения или расстройства работы энергосистемы.

Для обеспечения нормальной работы системы и потребителей необходимо как можно быстрее выявлять и отделять место повреждения от неповрежденной сети, восстанавливая таким путем нормальные условия их работы и прекращая разрушения в месте повреждения. То есть возникает необходимость применения автоматических устройств, которые защищают систему и ее элементы от опасных последствий повреждений и ненормальных режимов.

При эксплуатации ЭЭС могут иметь место замыкания и короткие замыкания.

Замыкание – всякое случайное или преднамеренное, не предусмотренное нормальным режимом работы электрическое соединение различных точек электроустановок между собой или с землей.

Короткое замыкание – не предусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в системах с заземленными нейтральными (или четырехпроводных) – также замыкание одной или нескольких фаз на землю (или на нулевой провод). При коротком замыкании токи в ветвях электроустановки, примыкающих к месту его возникновения, резко возрастают, превышая наибольший допустимый ток продолжительного режима.

Короткие замыкания бывают следующих видов: трехфазные, двухфазные, двухфазные на землю и однофазные.

При определении параметров срабатывания защит в сетях 6...35 кВ расчетным видом является наибольший трехфазный ток КЗ, а при оценке чувствительности защит – наименьший двухфазный ток КЗ, а однофазные замыкания на землю не сопровождаются значительным увеличением тока. В сетях 110 кВ и выше учитываются также значения токов КЗ на землю.

К ненормальным режимам работы электрооборудования относятся:

- **Перегрузка оборудования**, вызванная увеличением тока сверх номинального значения. Номинальным называется максимальное значение тока, допускаемое для данного оборудования в течение неограниченного времени. Если ток, проходящий по оборудованию, превышает номинальное значение, то за счет выделяемой им дополнительной тепловой энергии температура токоведущих частей и изоля-

ции через некоторое время превосходит допустимое значение, что приводит к ускоренному старению изоляции и токоведущих частей.

- **Повышение напряжения** возникает на трансформаторах, генераторах и линиях высокого напряжения и может быть передано в распределительные сети. В распределительных сетях появляются дополнительные причины для повышения напряжения: неправильная работа РПН, влияние емкостной компенсации при внезапном сбросе нагрузки. В ряде случаев, величина такого напряжения может оказаться опасной для оборудования: электронных устройств, бытовых приборов, двигателей и трансформаторов.

- **Понижение напряжения** особенно опасно для электродвигателей, которые для поддержания необходимой величины момента, увеличивают потребление тока, что приводит к их токовой перегрузке и выходу из строя. При понижении напряжения резко уменьшается светоотдача ламп накаливания и погасание газоразрядных ламп. Защита от понижения напряжения обычно применяется в сетях промышленного назначения, питающих электродвигатели, в особенности синхронные.

- **Режим работы двумя фазами** происходит при обрыве фазы или перегорании предохранителя в питающей сети (неполнофазный режим). Двигатели при этом могут остаться в работе, если электромагнитный момент, развиваемый двигателем больше момента сопротивления механизма или остановиться. В обоих случаях ток резко возрастает, что приводит к перегрузке и перегреву двигателя и выходу его из строя. Поэтому часто двигатели снабжаются специальной защитой от работы в неполнофазном режиме. Для предотвращения возникшей перегрузки может быть использована защита от перегрузки, действующая на отключение с выдержкой времени. Эта защита должна быть установлена хотя бы в двух фазах, чтобы она не оказалась подключенной к оборванной фазе.

- **Качания в энергосистеме** возникают при нарушении синхронной работы генераторов электростанций. Синхронизм в ЭЭС нарушается, например, при затяжных отключениях близких КЗ. При этом вектор ЭДС генератора, вблизи которого произошло КЗ, начинает отставать от вектора напряжения сети и в линии возникают качания, сопровождающиеся колебаниями напряжения и уравнительными токами. Уравнительный ток периодически с частотой менее 1Гц изменяется от нуля до максимального значения, величина которого может даже превысить ток КЗ на данной линии. После нескольких циклов качаний ге-

нератор втягивается в синхронизм. Качания – очень опасный ненормальный режим. Большинство устройств РЗ, реагирующих на величину тока или сопротивления, могут приходиться в действие при качаниях. Поэтому необходимо принимать меры, исключающие ложные срабатывания защит при возникновении качаний.

1.4. Основные виды релейной защиты:

- Токовая защита – ненаправленная или направленная (МТЗ, ТО, МТНЗ).
- Защита минимального напряжения (ЗМН).
- Газовая защита (ГЗ).
- Дифференциальная защита (ДЗТ, ДЗЛ).
- Дистанционная защита (ДЗ).
- Дифференциально-фазная (высокочастотная) защита (ДФЗ).

1.5. Разновидности реле защиты

Реле представляет собой автоматическое устройство, которое приходит в действие (срабатывает) при определенном значении воздействующей на него входной величины, которая называется **уставкой** реле.

Реле, действующее при возрастании величины, на которую они реагируют, называется максимальными, а реле, работающие при снижении этой величины, называются минимальными.

Устройства РЗ состоят из нескольких реле соединенных между собой по определенной схеме.

В схемах РЗ положение контактов указывается для условий, когда катушки реле не обтекаются током.

Реле подразделяются:

1. По способу включения. Обмотки реле в схемах защиты могут включаться на ток и напряжение сети непосредственно или через измерительные трансформаторы тока или напряжения.

Реле, включаемые непосредственно в сеть, называются первичными. Реле, включаемые через измерительные трансформаторы, называются вторичными.

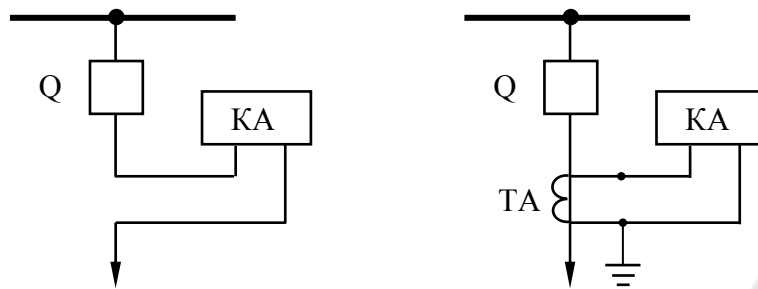


Рис.1.1. Способы включения реле

Наибольшее распространение получили вторичные реле.

Достоинства вторичных реле:

- изолированы от ВН;
- располагаются в удобном для обслуживания месте;
- выполняются стандартными на ток 5 А и напряжением 100 В, независимо от тока и напряжения первичной цепи.

Достоинства первичных реле:

- для их включения не требуется измерительных трансформаторов;
- не требуется источника оперативного питания;
- не требуется контрольных кабелей.

Первичные реле находят применения при защите электрических двигателей, мелких трансформаторов, ЛЭП малой мощности в сетях, где защита осуществляется по простейшим схемам и не требует большой точности.

2. По способу воздействия на выключатель:

- Реле прямого действия, подвижная система которых механически связана с отключающим устройством коммутационного аппарата (РТМ, РТВ).
- Реле косвенного действия, которые управляют цепью электромагнита отключения коммутационного аппарата.

3. По исполнению реле классифицируются:

- электромеханические или индукционные – с подвижными элементами;
- статические – без подвижных элементов (электронные, микропроцессорные).

Устройства релейной защиты состоят из следующих основных частей: пусковых органов, измерительных органов, логической части, исполнительной части.

Пусковые органы непосредственно и непрерывно контролируют состояние и режим работы защищаемого оборудования и реагируют только на возникновение КЗ и нарушение нормального режима работы. Пусковые органы выполняются с помощью реле тока, напряжения, мощности и др.

На измерительные органы возлагается задача определения места и характера повреждения и принятые решения о необходимости действия защиты. Измерительные органы также выполняются с помощью реле тока, напряжения, мощности и др. Функции пускового и измерительного органа могут быть объединены в одном органе.

Логическая часть представляет собой схему, которая запускается пусковыми органами и, сопоставляя последовательность и продолжительность действия измерительных органов, производит отключение выключателей мгновенно или с выдержкой времени, запускает другие устройства, подает сигналы и производит прочие предусмотренные действия. Логическая часть состоит в основном из элементов времени (таймеров), промежуточных и указательных реле и индикаторных светодиодов или жидкокристаллических дисплеев.

Исполнительная часть (выходной орган) выполняет действия на отключение (включение) выключателей или других внешних устройств.

Соответственно реле подразделяются на 2 группы:

- **Основные реле** – реагирующее на повреждение или ненормальный режим;
- **Вспомогательные реле** – действующие по командам основных реле.

Признаком повреждения или ненормального режима может служить изменение тока, напряжения, частоты и производных величин – мощности, сопротивления, угла между ними.

По назначению реле подразделяются:

- **Измерительные реле.** Для измерительных реле характерно наличие опорных элементов в виде калиброванных пружин, источников стабильного напряжения, тока и т. п. Опорные (образцовые) элементы входят в состав реле и воспроизводят заранее установленные значения (называемые уставкой) какой-либо физической величины, с которой сравнивается контролируемая (воздействующая) величина. Реле, срабатывающие при возрастании воздействующей на него величины называются максимальными, а реле, срабатывающие при снижении этой величины, называются минимальными. Измерительные

реле обладают высокой чувствительностью (воспринимают даже незначительные изменения контролируемого параметра) и характеризуются коэффициентом возврата (отношение воздействующей величины возврата к величине срабатывания реле, например, для реле максимального тока $K_B = \frac{I_B}{I_{cp}} < 1$, для реле минимального напряжения

$$K_B = \frac{U_B}{U_{cp}} > 1).$$

- **Реле тока (КА)** реагируют на величину тока и могут быть:
 - первичные, встроенные в привод выключателя (РТМ);
 - вторичные, включенные через трансформаторы тока:
 - электромагнитные – (РТ-40);
 - индукционные – (РТ-80);
 - тепловые – (ТРА);
 - дифференциальные – (РНТ, ДЗТ);
 - на интегральных микросхемах – (РСТ);
 - фильтр – реле тока обратной последовательности – (РТФ).
- **Реле напряжения (КВ)** реагируют на величину напряжения и могут быть:
 - первичные – (РНМ);
 - вторичные, включенные через трансформаторы напряжения:
 - электромагнитные – (РН-50),
 - на интегральных микросхемах – (РСН),
 - фильтр – реле напряжения обратной последовательности – (РНФ).
- **Реле сопротивления (КЗ)** реагируют на величину отношения напряжения к току – (КРС, ДЗ-10);
- **Реле мощности (КВ)** реагируют на направление протекания мощности КЗ:
 - индукционные – (РБМ-170, РБМ-270);
 - на интегральных микросхемах - (РМ-11, РМ-12).
- **Реле частоты (КФ)** реагируют на изменение частоты напряжения – на электронных элементах (РЧ-1, РСГ).
- **Цифровые реле (А)** – это многофункциональные программные устройства, одновременно выполняющие функции реле тока, напряжения, мощности и т. д.

Логические или вспомогательные реле подразделяются на:

- **Реле промежуточные (KL)** передают действие измерительных реле на отключение выключателя и служат для осуществления взаимной связи между элементами РЗ. Промежуточные реле предназначены для размножения сигналов, полученных от других реле, усиления этих сигналов и передачи команд другим аппаратам:
 - электромагнитные постоянного тока – (РП-23, РП-24);
 - электромагнитные переменного тока – (РП-25, РП-26);
 - электромагнитные постоянного тока с замедлением при срабатывании или возврате – (РП-251, РП-252);
 - электронные на интегральных микросхемах – (РП-18).
- **Реле времени (КТ)** служат для замедления действия защиты:
 - электромагнитные постоянного тока – (РВ-100);
 - электромагнитные переменного тока – (РВ-200);
 - электронные на интегральных микросхемах – (РВ-01, РВ-03 и ВЛ).
- **Реле сигнальные или указательные (КН)** служат для регистрации действия защит (РУ-21, РУ-1).

Контрольные вопросы

1. В чем заключается назначение релейной защиты?
2. Что называется замыканием и коротким замыканием?
3. Перечислите основные разновидности реле.
4. Назовите основные разновидности релейных защит.
5. Как разделяются реле по способу включения по назначению?
6. Как разделяются реле по исполнению?
7. Как разделяются реле по назначению?

2. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЕ

ЛЕКЦИЯ № 2

Содержание лекции

2.1. Основные требования, предъявляемые к релейной защите.

2.2. Разновидности и назначение автоматики.

2.1. Основные требования, предъявляемые к релейной защите

К релейной защите предъявляются следующие основные требования:

- селективность;
- быстрдействие;
- чувствительность;
- надежность.

1. Селективность или избирательность – это способность релейной защиты выявлять место повреждения и отключать его только ближайшими к нему выключателями.

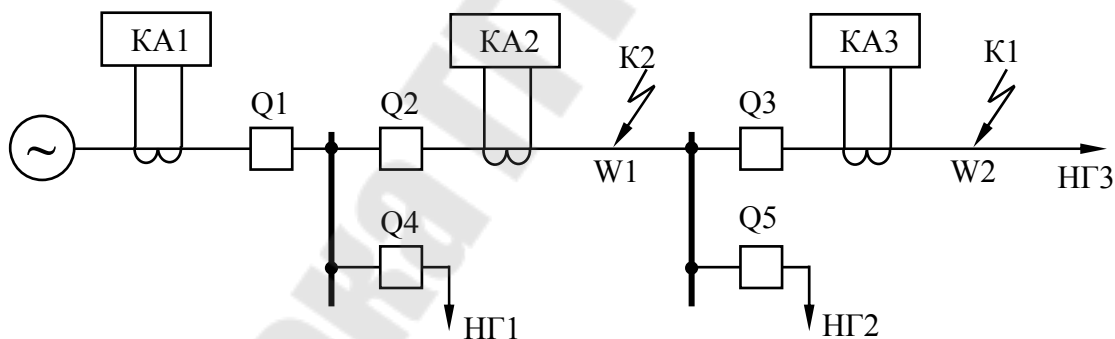


Рис. 2.1. Релейная защита радиальной цепи

Селективное действие – это такое действие релейной защиты, при котором обеспечивается отключение только поврежденного элемента системы. Так, применительно к схеме радиальной сети, показанной на рис. 2.1, требование селективности действия сводится к тому, чтобы при КЗ в точке К1 отключался только выключатель Q3, а при КЗ в точке К2 – выключатель Q2.

Обратимся к рис. 2.2.

При КЗ в точке К1 (рис. 2.2) для правильной ликвидации аварии должна подействовать защита на выключателе Q1 и отключить этот выключатель. При этом остальная неповрежденная часть электрической установки останется в работе. Такое избирательное действие защиты называется селективным.

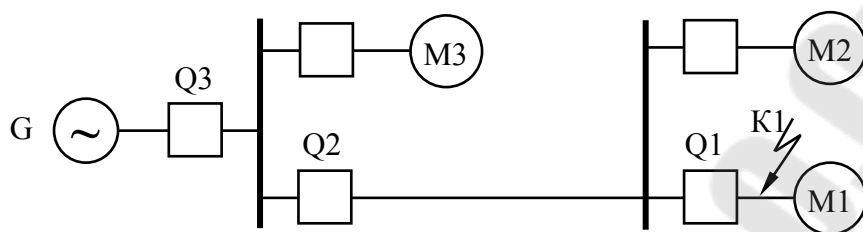


Рис.2.2. Схема электроснабжения

Если же при КЗ в точке К1 раньше защиты выключателя Q1 подействует защита выключателя Q2 и отключит этот выключатель, то ликвидация аварии будет неправильной, так как кроме поврежденного электродвигателя M1, останется без напряжения неповрежденный электродвигатель M2. Такое действие защиты называется неселективным.

Из рис. 2.2 видно, что если при КЗ в точке К1 подействует неправильно защита выключателя Q3 и отключит этот выключатель, то последствия такого неселективного действия будут еще более тяжелыми, так как без напряжения останутся оба неповрежденных электродвигателя M2 и M3. В технике релейной защиты принято называть предыдущая (нижестоящая) и последующая (вышестоящая) защиты на смежных линиях. Так на рис. 2.2 у выключателя Q1 установлена предыдущая защита, а у выключателя Q2 – последующая. Нумерацию защит начинают от самой удаленной от источника питания защиты.

Рассмотренный пример показывает, что выполнение требования селективности имеет первостепенное значение для обеспечения правильной ликвидации аварий.

Применяется несколько способов обеспечения селективности.

Селективность по принципу действия. Различают релейные защиты с абсолютной и относительной селективностью.

Релейные защиты с абсолютной селективностью в соответствии с принципом их действия срабатывают только при повреждениях на защищаемом элементе. Поэтому они выполняются без выдержек времени. Например, газовая (ГЗ) или дифференциальная защиты трансформатора (ДЗТ). ДЗТ принципиально не срабатывает при КЗ

вне зоны действия (например – зона действия дифференциальной защиты ограничивается местом установки питающих ее трансформаторов тока).

Релейные защиты с относительной селективностью. Относительная селективность достигается отстройкой по времени от смежных комплектов защит. Защиты с относительной селективностью могут работать в качестве резервных защит при КЗ на смежных элементах (например – максимальная токовая защита (МТЗ)). Такие защиты обычно выполняются с выдержкой времени

Селективность по чувствительности. Ток, напряжение или сопротивление срабатывания выбирается таким образом, чтобы последующая защита не действовала при КЗ на смежной линии или за трансформатором. Для этого, например токовая отсечка, отстраивается от токов КЗ в конце линии или за трансформатором и, следовательно, обладает селективностью по чувствительности.

Селективность по времени. Выдержка времени каждой последующей защиты, например, максимальной токовой защиты, выбирается на ступень селективности больше предыдущей защиты. Поэтому последующая защита не успевает сработать, так как ее опережает предыдущая защита линии при КЗ на ней. Этот принцип наиболее прост, однако имеет существенный недостаток, заключающийся в том, что выдержка времени растет по мере приближения точки КЗ к источнику питания. Величина ступени селективности определяется точностью реле времени защиты, быстродействием примененного выключателя и для электромеханических защит составляет 0,5 с, а для современных микропроцессорных защит – 0,2...0,3 с.

Логическая селективность применяется в том случае если смежные, как в предыдущем примере, защиты объединены линией связи. При этом последующая защита срабатывает без выдержки времени (быстродействующая ступень) при условии, что не запустилась предыдущая защита. Пуск предыдущей защиты свидетельствует о том, что КЗ произошло на смежной линии и последующая защита переводится в режим временной селективности, т.е. она срабатывает, если откажет предыдущая защита или ее выключатель. Логическую селективность целесообразно применять на коротких линиях и при использовании цифровых реле, у которых есть специальный вход «логического ожидания».

2. Быстродействие – это свойство релейной защиты отключать повреждение с минимально возможной выдержкой времени, т. к. бы-

строе отключение поврежденного оборудования или участка электрической установки предотвращает или уменьшает размеры повреждений, сохраняет нормальную работу потребителей неповрежденной части установки, предотвращает нарушение параллельной работы генераторов. Длительное протекание тока КЗ может привести к повреждению неповрежденных участков оборудования, линий, трансформаторов, по которым протекает ток КЗ вследствие термического перегрева оборудования. Допустимое время протекания тока через оборудование, не вызывающее его повреждения, указывается в ГОСТах на оборудование и находится в обратно-пропорциональной зависимости от величины тока КЗ.

Быстродействие необходимо по следующим соображениям:

1. При КЗ мощность, отдаваемая генераторами станции, вблизи которой произошло КЗ, резко снижается. В результате скорость вращения генераторов возрастает. Если КЗ отключается защитой, имеющей выдержку времени, то к моменту его отключения генераторы этой станции выйдут из синхронизма, то есть генераторы потеряют устойчивость.

2. КЗ в любом элементе системы приводит к понижению напряжения, снижению вращающего момента СД и АД и их торможению. При быстром отключении КЗ двигателя немедленно возвращаются к нормальному режиму, их торможение не является опасным и не нарушает механического процесса, а в ряде случаев остается совершенно незаметным. Отключение КЗ с выдержкой времени может привести к их полной остановке и нарушению технологического процесса.

3. Быстрое отключение КЗ уменьшает размеры разрушения изоляции и токоведущих частей токами КЗ в месте повреждения, уменьшает вероятность несчастных случаев.

4. Ускорение отключения повреждений повышает эффективность АПВ и АВР, так как чем меньше разрушения в месте КЗ, тем выше вероятность успешного действия автоматики.

Быстрота отключения ограничивается собственными временами действия релейной защиты и выключателя, а так же условиями обеспечения селективной работы релейной защиты. В общем случае время отключения равно:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{с.р.з}} + t_3 + t_{\text{с.в.откл}} + t_{\text{д}} = t_{\text{с.р.з}} + t_3 + t_{\text{в.откл}}$$

где $t_{c.p.з}$ – собственное время релейной защиты; t_3 – выдержка времени, установленная на защите; $t_{c.в.откл}$ – собственное время выключателя, т. е. время от подачи импульса на катушку отключения до момента начала расхождения дугогасительных контактов выключателя; t_d – время горения дуги; $t_{в.откл}$ – полное время отключения выключателя. Для защит, действующих без выдержки времени, в зависимости от типов реле и выключателей время отключения оказывается равным

$$t_{откл} = t_{c.p.з} + t_{в.откл} = (0,02...0,04) + (0,04...0,2) = 0,06...0,24 \text{ с.}$$

Таким образом, при существующих типах реле и выключателей нижний предел времени отключения КЗ может составлять 3...12 периодов тока частотой 50 Гц.

Для обеспечения устойчивости параллельной работы генераторы, трансформаторы, линии электропередачи, по которым осуществляется параллельная работа и все другие части электрической установки или электрической сети должны оснащаться быстродействующей релейной защитой, время действия которой не должно превышать 0,1 с, а для линий сверхвысокого напряжения – не более 0,02 с.

3. Чувствительность – это свойство защиты надежно срабатывать при КЗ в конце защищаемого участка в минимальном режиме работы системы.

Защита должна обладать такой чувствительностью к тем видам повреждений и нарушений нормального режима работы в данной электроустановке или электрической сети, на которые она рассчитана, чтобы было обеспечено ее действие в начале возникновения повреждения. Чувствительность защиты должна также обеспечивать ее действие при повреждениях на смежных участках. Так, например, если при повреждении в точке К1 (рис. 2.2) по какой-либо причине не отключится выключатель Q1, то должна подействовать защита следующего к источнику питания выключателя Q2 и отключить этот выключатель. Такое действие защиты называется дальним резервированием смежного участка.

Чувствительность защиты оценивается коэффициентом чувствительности ($K_{\text{ч}}$), определяемым как отношение минимального значения контролируемой величины при КЗ в конце защищаемого участка к уставке защиты. Коэффициенты чувствительности нормируются ПУЭ и минимальная их величина составляет при КЗ в защищаемой

зоне $K_{\text{ч}} = 1,5$, в зоне резервирования – $K_{\text{ч}} = 1,2$, для быстродействующих дифференциальных защит $K_{\text{ч}} = 2$.

Коэффициент чувствительности учитывает погрешности реле, погрешности расчета параметров срабатывания РЗ, влияние переходного сопротивления и электрической дуги в месте КЗ.

4. Надежность – это свойство защиты гарантированно выполнять свои функции на протяжении всего периода эксплуатации. Защита должна правильно и безотказно действовать на отключение выключателей оборудования при всех его повреждениях и нарушениях нормального режима работы и не действовать в нормальных условиях, а также при таких повреждениях и нарушениях нормального режима работы, при которых действие данной защиты не предусмотрено. Требование надежности обеспечивается совершенством принципов защиты и конструкций аппаратуры, добротностью деталей, простотой выполнения, а также уровнем эксплуатации.

Требуемое состояние устройств защиты поддерживается плановыми проверками релейной защиты, при которых необходимо выявить и устранить возникшие дефекты. У современных микропроцессорных устройств защиты существуют встроенные системы автоматической и тестовой проверки, которые позволяют быстро выявить появившиеся неисправности и тем самым предотвратить отказ или неправильную работу защиты. Глубина таких проверок может быть большой, но не 100 %. Поэтому наличие тестовых проверок или автоматического контроля не исключает необходимости плановых проверок, но существенно уменьшают их частоту и объем проведения.

2.2. Разновидности и назначение автоматики

К устройствам автоматики относят автоматическое повторное включение (АПВ) и автоматическое включение резервного питания, сокращенно - автоматический ввод резерва (АВР).

АПВ – практика эксплуатации энергосистем показала, что значительное число КЗ имеет неустойчивый проходящий характер. При снятии напряжения с поврежденной цепи электрическая прочность изоляции в месте повреждения быстро восстанавливается и цепь вновь включается устройством АПВ в работу без осмотра и ремонта.

АВР – автоматический ввод резерва подключает резервный источник питания (трансформатор, линию) при исчезновении питания от рабочего источника.

Существуют также следующие виды **технологической автоматики**:

- автоматическое регулирование возбуждения генераторов и синхронных двигателей (АРВ);
- автоматическое регулирование положения переключателя РПН силового трансформатора (АРНТ);
- автоматическую настройку дугогасящих катушек компенсации емкостного тока замыкания на землю в сети 6...35 кВ (АРК); автоматическую регулировку мощности батареи статических конденсаторов;
- автоматику охлаждения силовых трансформаторов;
- определение места повреждения на линии электропередачи (ОМП).

К **противоаварийной режимной автоматике** относят:

- автоматическую частотную разгрузку (АЧР);
- автоматическое включение потребителей, отключенных действием АЧР, после восстановления частоты (ЧАПВ);
- автоматическое регулирование частоты и активной мощности (АРЧМ) и т.д.

Автоматическое регулирование возбуждения генераторов и синхронных двигателей (АРВ). Автоматика управляет величиной тока возбуждения и воздействует на возбудитель, который создает ток в обмотке ротора генератора или синхронного двигателя. Измерительные органы АРВ контролируют напряжение и ток генератора и поддерживают напряжение на выводах генератора согласно принятому закону регулирования.

Автоматическое регулирование напряжения силового трансформатора (АРНТ). АРНТ устанавливается на трансформаторах оснащенных РПН (регулятором под нагрузкой). Автоматика регулирует уровень напряжения на шинах НН или СН трансформатора путем переключения количества витков на стороне высшего напряжения (ВН) трансформатора. Обмотка трансформатора имеет несколько ответвлений, которые можно переключать под нагрузкой. Поскольку число витков изменяется на стороне высшего напряжения, регулирование получается обратным: наибольшему количеству витков на стороне ВН соответствует наименьшее напряжение стороны ВН. Нумерация ответвлений идет в обратном порядке: наибольшему числу витков соответствует наименьший номер ответвления (1), а

наименьшему – наибольший номер ответвления (9, 19 и т.д.). Поэтому, для того чтобы поднять напряжение на стороне НН, нужно увеличить номер ответвления. Переключение ответвлений производится без разрыва цепи с помощью контакторов, расположенных в специальном отсеке РПН. Этот отсек герметически изолирован от масла в баке трансформатора и имеет свою специальную газовую защиту на случай повреждения в нем.

Автоматика настройки дугогасящих катушек для компенсации емкостного тока замыкания на землю в сети 6...35 кВ (АРК). Дугогасящая катушка (реактор) компенсации емкостного тока замыкания на землю (ДГК) включается в нейтраль специального трансформатора, подключенного к шинам, где производится регулирование. Индуктивность катушки изменяется с помощью переключателя ответвления – ступенчато или плавно. Для автоматического регулирования применяются специальные регуляторы, получившие название РАНК, АРК или САНК. Регулирование производится до момента настройки системы в резонанс, когда суммарное емкостное сопротивление сети равно индуктивному сопротивлению дугогасящей катушки. При этом емкостный ток замыкания на землю равен индуктивному току ДГК, а результирующий ток близок к нулю.

Автоматика регулирования батареи статических конденсаторов. Автоматика используется для дополнительной регулировки напряжения на шинах – при пониженном напряжении включается батарея конденсаторов, которая это напряжение повышает (за счет уменьшения потерь напряжения в питающей линии от протекания реактивной мощности). Кроме регулирования напряжения эта автоматика может служить для регулирования коэффициента мощности в электроустановках потребителей.

Автоматика охлаждения силовых трансформаторов. Автоматика применяется для управления охлаждением масляных трансформаторов. Существуют три системы принудительного охлаждения, которые указываются в обозначении типа трансформатора:

Д – дутьевое охлаждение (ТДН, ТРДН): на охладителях трансформаторов устанавливаются дутьевые вентиляторы, обдувающие их воздухом. Масло в охладители поступает путем естественной циркуляции. Такая автоматика охлаждения работает по следующему принципу: вентиляторы включаются, если ток в трансформаторе достигает номинального независимо от температуры, или температура верхних слоев масла достигает $+55^{\circ}\text{C}$ независимо от тока. Вентиляторы от-

ключаются, если ток в трансформаторе снижается ниже 0,85...0,9 номинального тока и при этом отсутствует независимый пуск по температуре, а также в случае снижения температуры масла ниже +50°C. Таким образом, в схеме автоматики предусматривается два независимых пуска – по току и по температуре масла.

ДЦ – дутьевое охлаждение с принудительной циркуляцией масла (ТДЦН). Устанавливается на трансформаторах и автотрансформаторах большой мощности. Масло через охладители прокачивается специальными маслососами.

Ц – циркуляционное охлаждение – применяется на автотрансформаторах и трансформаторах очень большой мощности. В этой системе масло прокачивается через промежуточные охладители, которые в свою очередь охлаждаются циркулирующей через них водой.

Практически все трансформаторы большой и средней мощности в распределительных сетях имеют систему охлаждения Д. Трансформаторы малой мощности имеют естественное масляное охлаждение, при котором радиаторы охлаждаются путем естественной циркуляции воздуха.

Определение места повреждения на линии электропередачи (ОМП). Поиск места повреждения на линии представляет сложную задачу из-за значительной длины линии и бездорожья в тех местах, где она обычно проходит. Поэтому все линии напряжением 110 кВ и выше длиной свыше 20 км должны оснащаться средствами определения места повреждения. Наиболее просто выявить место КЗ по его электрическим параметрам: току, напряжению, сопротивлению, которые изменяются при переносе точки КЗ вдоль линии. Параметры КЗ запоминаются специальными фиксирующими приборами, а затем по полученным данным производится расчет расстояния до места повреждения. Микропроцессорные защиты, как правило, запоминают параметры аварийного режима, при которых работала защита и их можно использовать для расчета. Более сложные устройства защиты (дистанционные защиты) обладают встроенной функцией определения места повреждения. Расстояние до места повреждения такими устройствами определяется непосредственно в километрах.

Автоматическая частотная разгрузка (АЧР) и АПВ после АЧР (ЧАПВ). Устройства АЧР и ЧАПВ предназначены для поддержания частоты в допустимых пределах при отсутствии в энергосистеме генерирующего резерва. При снижении частоты ниже заданного уровня начинают ступеньками отключаться потребители до тех пор,

пока частота не достигнет допустимого уровня. При появлении избыточной генерации частота повышается, что фиксируется измерительными органами ЧАПВ и начинается включение потребителей также поочередно до тех пор, пока частота не опустится ниже уставки ЧАПВ, что означает исчерпание появившегося резерва мощности.

Контрольные вопросы

1. Какие основные требования предъявляются к релейной защите?
2. Перечислите способы обеспечения селективности.
3. Назовите основные органы релейной защиты.
4. В чем заключается назначение и каковы основные виды автоматики?
5. В чем заключается назначение АПВ?
6. В чем заключается назначение АВР?
7. Каково назначение АРВ?
8. В чем заключается назначение АРНТ?
9. В чем заключается назначение АРК?
10. Назначение автоматики регулирования батареи статических конденсаторов.
11. Назначение автоматики охлаждения силовых трансформаторов?
12. В чем заключается назначение ОМП?
13. Каково назначение АЧР?
14. В чем заключается назначение АРЧМ?

3. ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ В СХЕМАХ РЗ

ЛЕКЦИЯ № 3

Содержание лекции

- 3.1. Трансформаторы тока (ТТ).
 - 3.1.1. Назначение и принцип действия ТТ.
 - 3.1.2. Погрешности трансформаторов тока.
 - 3.1.3. Схемы соединения вторичных обмоток трансформаторов тока.
 - 3.1.4. Выбор трансформаторов тока.
- 3.2. Трансформаторы напряжения (ТН).
 - 3.2.1. Назначение и принцип действия трансформаторов напряжения.
 - 3.2.2. Погрешности трансформаторов напряжения.
 - 3.2.3. Схемы соединения обмоток ТН.

3.1. Трансформаторы тока (ТТ)

3.1.1. Назначение и принцип действия ТТ

Трансформаторы тока служат для разделения (изоляции) первичных и вторичных цепей, а так же для приведения величины тока к уровню удобному для измерения (номинальный ток вторичной обмотки ТТ равен 1 А или 5 А).

Номинальные токи первичной обмотки ТТ могут быть: 5, 10, 15, 30, 50, 75, 100, 150, 200, 300, 400, 600, 1000, 1500, 2000, 3000, 4000, 5000 А.

Трансформаторы тока предназначены для питания:

- измерительных приборов (амперметров, токовых обмоток счетчиков и др.);
- цепей релейной защиты.

Схема включения трансформатора тока ТА показана на рис. 3.1, а. Трансформатор тока состоит из стального сердечника и двух обмоток: первичной – с числом витков w_1 и вторичной – с числом витков w_2 . Часто ТТ изготавливаются с двумя и более сердечниками (кернами). В таких конструкциях первичная обмотка является общей для всех сердечников (рис. 3.1, д). Первичная обмотка имеет несколько витков или один виток и включается последовательно в цепь того элемента, в котором производится измерение тока или подключаются устройства РЗ. К вторичной обмотке, имеющей большое чис-

ло витков, подключаются последовательно соединенные измерительные приборы и катушки реле защиты.

Для правильного соединения ТТ между собой и подключения к ним реле мощности, ваттметров и счетчиков, выводы обмоток ТТ обозначаются (маркируются) заводами-изготовителями следующим образом (рис. 3.1, а): начало первичной обмотки – L_1 , начало вторичной обмотки – I_1 конец первичной обмотки – L_2 , конец вторичной обмотки – I_2 . При монтаже ТТ их располагают так, чтобы начала первичных обмоток L_1 были обращены в сторону шин, а концы L_2 – в сторону защищаемого оборудования.

При маркировке обмоток ТТ за начало вторичной обмотки I_1 принимается тот ее вывод, из которого ток выходит, если в этот момент в первичной обмотке ток проходит от начала L_1 к концу L_2 , как показано на рис. 3.1, а. При включении реле КА по этому правилу, ток в реле при включении его через ТТ сохраняет то же направление, что и при включении непосредственно в первичную цепь.

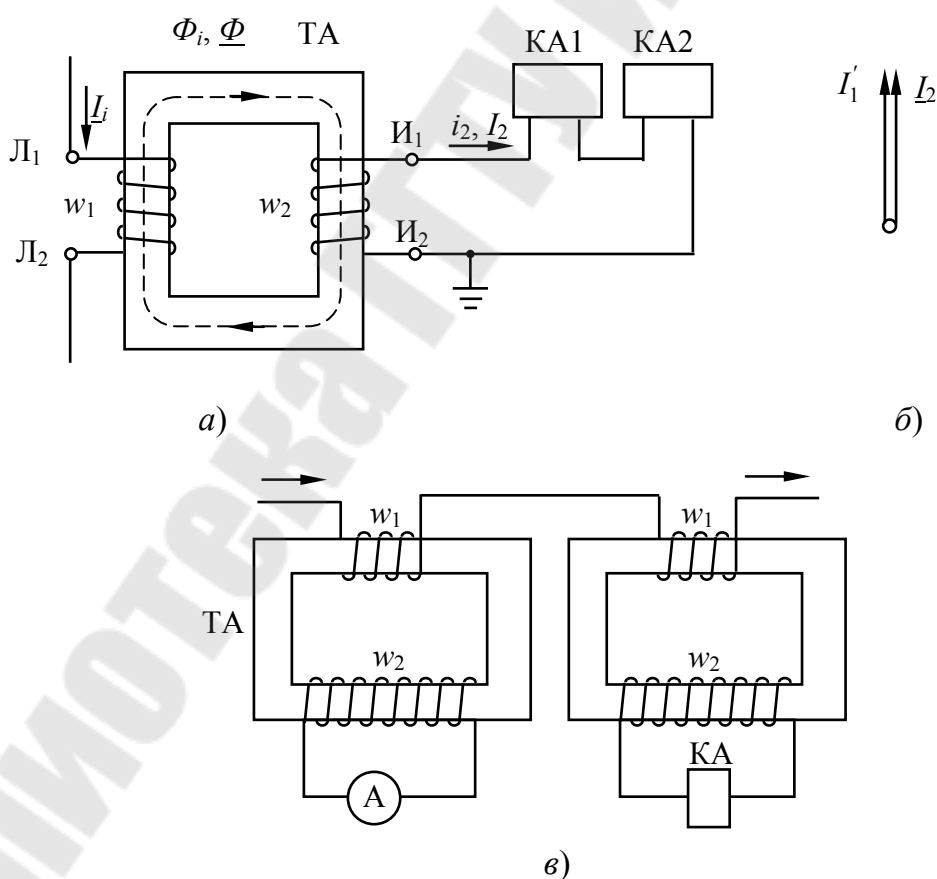


Рис. 3.1. Схемы включения ТТ (а, в) и векторная диаграмма токов (б);
 а – с одним сердечником; в – с двумя сердечниками

Ток, проходящий по первичной обмотке ТТ, называется первичным и обозначается i_1 , а ток во вторичной обмотке называется вторичным и обозначается i_2 . Отношение витков $w_2/w_1 = K_{IV}$ называется витковым коэффициентом трансформации ТТ.

$$I_1/I_2 = w_2/w_1 = K_{IV}. \quad (3.1)$$

Отношение номинального первичного тока к номинальному вторичному току называется номинальным коэффициентом трансформации:

$$I_{1\text{НОМ}}/I_{2\text{НОМ}} = K_I. \quad (3.2)$$

Номинальные коэффициенты трансформации указываются на щитках ТТ, а также на схемах в виде дроби, в числителе которой – номинальный первичный ток, а в знаменателе – номинальный вторичный ток, например: 600/5 или 1000/1. Определение вторичного тока по известному первичному току и, наоборот, производится по номинальному коэффициенту трансформации в соответствии с формулами: $I_2 = I_1/K_I$ или $I_1 = K_I \cdot I_2$.

В нормальном режиме ТТ, вторичная обмотка которых замкнута на малое сопротивление токовых обмоток приборов и реле, работают в режиме близком к короткому замыканию.

Из условий безопасности персонала при пробое изоляции между первичной и вторичной обмотками вторичные обмотки ТТ тока должны быть **обязательно заземлены**. Заземление вторичных цепей ТТ выполняется в одной точке на ближайшей к ним клеммной сборке.

3.1.2. Погрешности трансформаторов тока

Коэффициент трансформации ТТ не является строго постоянной величиной и из-за погрешностей первичные и вторичные токи могут отличаться от номинальных значений. Погрешности ТТ зависят главным образом от кратности первичного тока по отношению к номинальному току первичной обмотки и от нагрузки, подключенной к вторичной обмотке. При увеличении нагрузки или тока выше определенных значений погрешность возрастает и ТТ переходит в другой класс точности.

Для измерительных приборов погрешность относится к зоне нагрузочных токов $(0,2...1,2)I_{\text{НОМ}}$. Эта погрешность именуется классом точности и может быть равна 0,2; 0,5; 1,0; 3,0.

Требования к работе ТТ, питающих релейную защиту, существенно отличаются от требований к ТТ, питающим измерительные приборы. Если ТТ, питающие измерительные приборы, должны работать точно в пределах своего класса при токах нагрузки, близких к номинальному току, то ТТ, питающие релейную защиту, должны работать с достаточной точностью при прохождении токов КЗ, значительно превышающих номинальный ток ТТ. Для цепей релейной защиты выпускаются трансформаторы тока класса Р или Д (для дифференциальных защит), в которых не нормируется погрешность при малых токах. В настоящее время выпускаются ТТ классов 10Р и 5Р, погрешность которых нормируется во всем диапазоне токов.

ПУЭ требуют, чтобы ТТ, предназначенные для питания релейной защиты, имели погрешность не более 10 %.

Соотношение значений первичного и вторичного токов имеет вид:

$$\underline{I}_2 = \frac{\underline{I}_1 - I_{\text{нам}}}{K_I}, \quad (3.3)$$

где $I_{\text{нам}}$ – ток намагничивания ТТ.

Различают следующие виды погрешностей ТТ:

Токовая погрешность или погрешность в коэффициенте трансформации, определяется как арифметическая разность первичного тока, поделенного на номинальный коэффициент трансформации I_1/K_I , и измеренного (действительного) вторичного тока:

$$\Delta I = \frac{I_1}{K_I} - I_2. \quad (3.4)$$

Токовая погрешность вычисляется в %:

$$f = \frac{\Delta I}{I_1 K_I} 100. \quad (3.5)$$

Угловая погрешность определяется как угол δ сдвига вектора вторичного тока \underline{I}_2 относительно вектора первичного тока \underline{I}_1 и считается положительной, когда \underline{I}_2 опережает \underline{I}_1 .

Полная погрешность – ε определяется как выраженное в процентах отношение действующего значения разности мгновенных значений первичного и вторичного токов к действующему значению первичного тока.

При синусоидальных первичном и вторичном токах: $\varepsilon = I_{\text{нам}}$. Из рассмотренного следует, что причиной возникновения погрешностей у ТТ является прохождение тока намагничивания, т. е. тока, который создает в сердечнике ТТ рабочий магнитный поток, обеспечивающий трансформацию первичного тока во вторичную обмотку. Чем меньше ток намагничивания, тем меньше погрешности ТТ.

Ток намагничивания зависит от ЭДС E_2 и сопротивления ветви намагничивания $Z_{\text{нам}}$.

Сопротивление ветви намагничивания $Z_{\text{нам}}$ зависит от конструкции трансформаторов тока и качества стали сердечника. Это сопротивление не является постоянным и зависит от характеристики намагничивания стали. При насыщении стали сердечника ТТ $Z_{\text{нам}}$ резко уменьшается, что приводит к возрастанию $I_{\text{нам}}$ и как следствие этого – к возрастанию погрешностей ТТ.

Таким образом, условиями, определяющими погрешности ТТ, являются: отношение, т. е. кратность, первичного тока, проходящего через ТТ, к его номинальному току и величина нагрузки, подключенной к его вторичной обмотке.

В трехфазной сети для подключения реле и измерительных приборов вторичные обмотки ТТ соединяются в различные схемы. Наиболее распространенные из них приведены на рис. 3.2.

На рис. 3.2, *а* дана схема соединения в звезду, которая применяется для включения защиты от всех видов однофазных и междуфазных КЗ. На рис. 3.2, *б* – схема соединения в неполную звезду, используемая для включения защиты от междуфазных КЗ в сетях с изолированной нейтралью. На рис. 3.2, *в* – схема соединения в треугольник, используемая для получения разности фазных токов (например, для включения дифференциальной защиты трансформатора). На рис. 3.2, *г* – схема соединения на разность токов двух фаз (неполный треугольник), которая используется для включения защиты от междуфазных КЗ, так же как схема на рис. 3.2, *б* и применяется для защиты электродвигателей. На рис. 3.2, *д* – схема соединения на сумму токов всех трех фаз (фильтр токов нулевой последовательности), используемая для включения защиты от однофазных КЗ на землю.

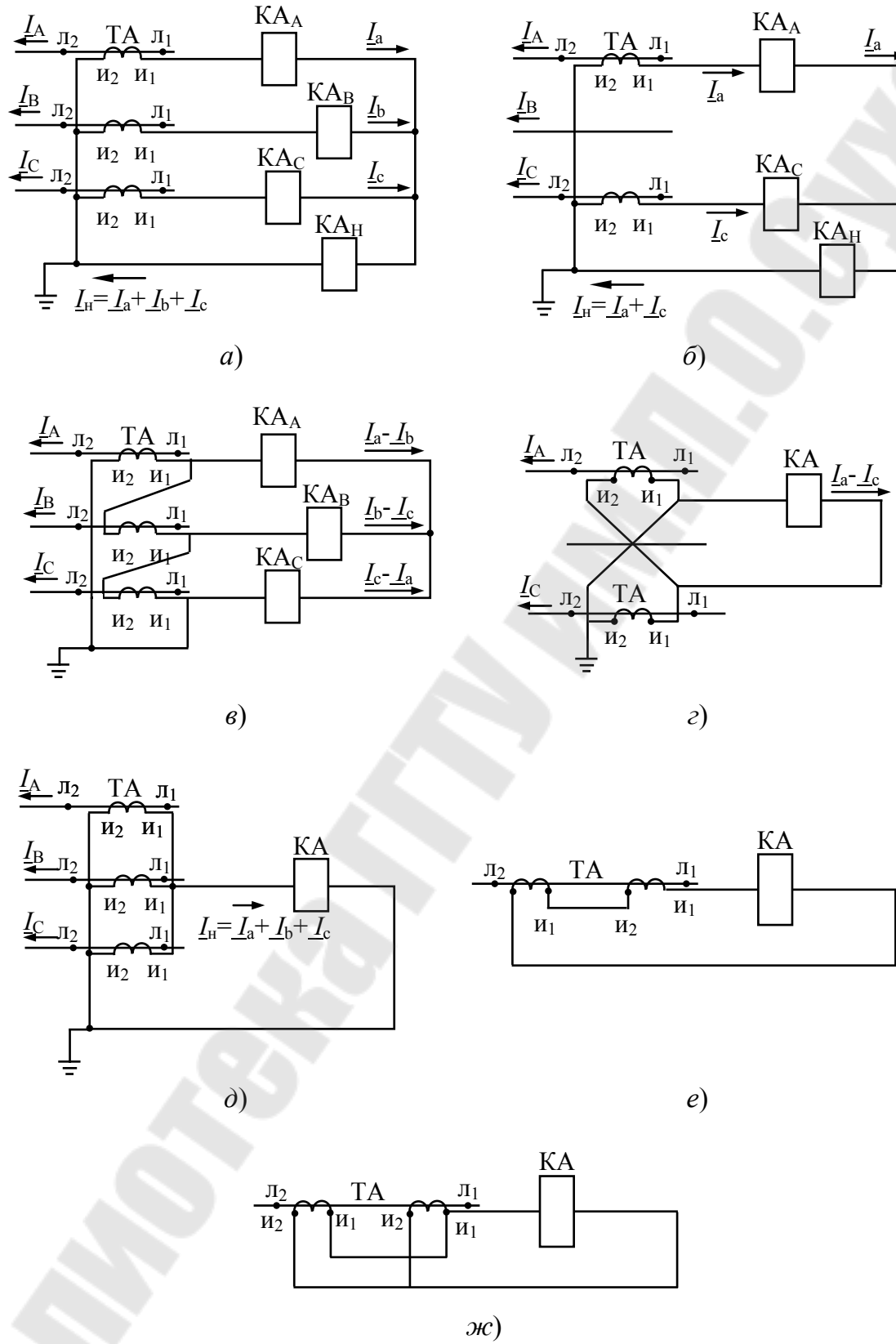


Рис. 3.2. Схемы соединения вторичных обмоток трансформаторов тока и реле

На рис. 3.2, *е* дана схема последовательного соединения двух трансформаторов тока, установленных на одной фазе. При таком соединении нагрузка, подключенная к ним, распределяется поровну, т. е. на каждом из них уменьшается в 2 раза. Происходит это потому, что ток в цепи, равный $I_2 = I_1/K_I$, остается неизменным, а напряжение, приходящееся на каждый ТТ, составляет половину общего. Рассмотренная схема применяется при использовании маломощных ТТ (например, встроенных в вводы выключателей и силовых трансформаторов). Коэффициент трансформации ТТ в такой схеме равен коэффициенту трансформации одного из них. На рис. 3.2, *ж* дана схема параллельного соединения вторичных обмоток двух ТТ, установленных на одной фазе. Коэффициент трансформации этой схемы в 2 раза меньше коэффициента трансформации одного ТТ. Схема параллельного соединения используется для получения нестандартных коэффициентов трансформации. Например, для получения коэффициента трансформации 37,5/5 соединяют параллельно два стандартных ТТ с коэффициентом трансформации 75/5.

Отношение тока, проходящего через реле защиты I_p к фазному току трансформаторов тока I_ϕ называется коэффициентом схемы $K_{сх} = I_p/I_\phi$. Для схем полной и неполной звезды (рис. 3.2, *а, б*) $K_{сх} = 1$. Для полного и неполного треугольника (рис. 3.2, *в, г*) $K_{сх} = \sqrt{3}$.

3.1.3. Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбираются по номинальному току и напряжению установки и проверяются на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ. Кроме того, ТТ, используемые в цепях релейной защиты, проверяются на значение погрешности, которая не должна превышать 10 % по току и 7° по углу. Для проверки по этому условию в информационных материалах заводов-поставщиков ТТ и в другой справочной литературе даются следующие характеристики и параметры ТТ.

1. Кривые зависимости предельной кратности K_{10} от сопротивления нагрузки Z_n , подключенной к вторичной обмотке ТТ. Согласно ГОСТ 7726-78 предельной кратностью K_{10} называется наибольшее отношение, т. е. наибольшая кратность первичного тока, проходящего через ТТ, к его номинальному току, при которой полная

погрешность ТТ (ε) при заданной вторичной нагрузке не превышает 10 %. При этом гарантируется предельная кратность при номинальной вторичной нагрузке $Z_{н.ном}$, называемой номинальной предельной кратностью (рис. 3.3).

Зная кратность первичного тока, проходящего через ТТ при КЗ, можно по кривым предельной кратности для данного типа ТТ определить допустимую нагрузку $Z_{н.доп}$, при которой погрешность ТТ не будет превышать 10 %. И, наоборот, зная действительное значение нагрузки, которая подключена (или должна быть подключена) к вторичной обмотке ТТ $Z_н$, можно по кривым предельной кратности определить допустимую кратность первичного тока K_{10} , при которой токовая погрешность ТТ не будет превышать 10 %. Например, при сопротивлении $Z_2 = 2$ Ом допустимая кратность для данного ТТ равна 1,7 (рис. 3.3).

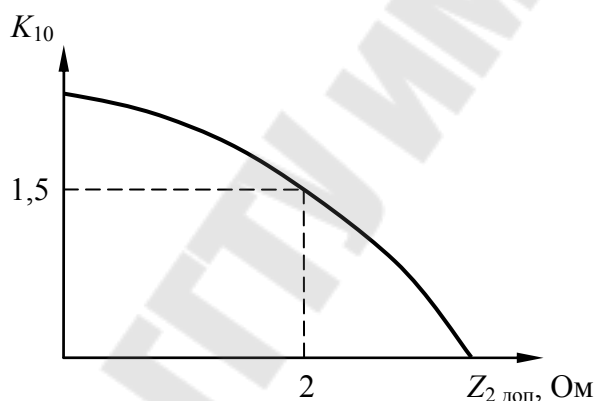


Рис. 3.3. Кривые предельной кратности ТТ

Кратность тока при близких КЗ может существенно превысить допустимую. В этом случае не только увеличивается погрешность ТТ, то и искажается форма кривой вторичного тока за счет глубокого насыщения сердечника. Если кратность тока превысит значение 40-60 для различных ТТ, то электромеханические и микроэлектронные реле тока могут отказать в работе: первые из-за недопустимой вибрации контактов, вторые — из-за изменения характеристик срабатывания. Для этого случая в цифровых реле предусмотрено программное средство обеспечения восстановления синусоидальности кривой вторичного тока по нескольким мгновенным значениям, измеренным в начале периода.

Нагрузка вторичной обмотки ТТ. Нагрузка вторичной обмотки ТТ складывается из последовательно включенных сопротивлений:

реле – Z_p , приборов – $Z_{пр}$, жил контрольного кабеля – $Z_{каб}$, переходного сопротивления в месте контактных соединений – $R_{пер}$:

$$Z_H = Z_p + Z_{пр} + Z_{каб} + R_{пер} \quad (3.6)$$

Для упрощения расчетов производится арифметическое, а не геометрическое сложение полных и активных сопротивлений. Нагрузка вторичной обмотки ТТ зависит также от схемы их соединения и вида КЗ. Поэтому нагрузка должна определяться для наиболее загруженного ТТ с учетом схемы соединения и для такого вида КЗ, при котором получаются наихудшие результаты.

Расчетные формулы для определения сопротивлений нагрузки для наиболее распространенных схем соединения вторичных обмоток ТТ и при различных видах КЗ приведены в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Расчет нагрузки в зависимости от схемы соединения ТТ

| Схема соединения ТТ и реле | Вид КЗ | Формулы для определения нагрузки на зажимах вторичных обмоток |
|--|--------------------------------------|---|
| 1. Полная звезда $K_{сх} = 1,0$  | Трехфазное и двухфазное | $Z_{н.расч} = R_{пр} + Z_p + R_{пер}$ Величина $R_{пер}$ во всех случаях принимается равной 0,1 Ом |
| | Однофазное | $Z_{н.расч} = 2R_{пр} + Z_{p.ф} + Z_{p.обр} + R_{пер}$ |
| 2. Неполная звезда $K_{сх} = 1,0$  | Трехфазное | $Z_{н.расч} = \sqrt{3}R_{пр} + Z_{p.ф} + Z_{p.обр} + R_{пер}$ |
| | Двухфазное АВ или ВС | $Z_{н.расч} = 2R_{пр} + Z_{p.ф} + Z_{p.обр} + R_{пер}$ |
| | Двухфазное за трансформатором Y/Δ-11 | $Z_{н.расч} = 2R_{пр} + Z_{p.ф} + Z_{p.обр} + R_{пер}$ |
| 3. На разность токов двух фаз $K_{сх} = 1,73$  | Трехфазное | $Z_{н.расч} = \sqrt{3}(2R_{пр} + Z_p) + R_{пер}$ |
| | Двухфазное AC | $Z_{н.расч} = 4R_{пр} + 2Z_p + R_{пер}$ |
| | Двухфазное АВ или ВС | $Z_{н.расч} = 2R_{пр} + Z_p + R_{пер}$ |
| | Однофазное | $Z_{н.расч} = 2R_{пр} + 2Z_p + R_{пер}$ |

Для того чтобы погрешность ТТ не превышала допустимых 10 %, рассчитанная в п. 1, нагрузка на его вторичную обмотку не должна превышать значения Z_H , определенного в п. 5.

Определение допустимой нагрузки на трансформаторы тока. Допустимая нагрузка на ТТ определяется, исходя из следующих требований: обеспечения точности измерительных органов релейной защиты при КЗ в расчетных точках электрической сети (полная погрешность ТТ ε не должна превышать 10 %). Проверка ТТ по действительным характеристикам намагничивания производится в следующем порядке:

1. Определяется фактическая нагрузка Z_H , подключенная к вторичной обмотке с учетом формул, приведенных в табл. 3.1;

2. Определяется расчетный первичный и вторичный токи КЗ, которые равны максимальному току КЗ в конце защищаемой зоны (для токовых отсечек ток КЗ равен уставке отсечки);

3. Определяется расчетный ток намагничивания:
 $I_{2\text{нам.расч}} = 0,1I_{2\text{КЗрасч}}$;

4. Строится наиболее низкая характеристика намагничивания проверяемых ТТ и по этой характеристике и полученному выше току намагничивания определяется соответствующее ему значение напряжения U : $U_2 = f(I_{2\text{нам}})$;

5. Определяется допустимое сопротивление нагрузки, при котором погрешность ТТ не будет превышать 10 % по формуле:

$$Z_{H1\text{доп}} = \frac{U_2 - I_{2\text{рас}}Z_1}{0,9I_{2\text{рас}}}. \quad (3.8)$$

3.2. Трансформаторы напряжения (ТН)

3.2.1. Назначение и принцип действия трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выполняют две функции: служат для разделения (изоляции) первичных и вторичных цепей, а так же, для приведения величины напряжения к уровню удобному для измерения (стандартное номинальное напряжение вторичной обмотки: 100/57 В). ТН работают в режиме близком к холостому ходу.

ТН по принципу действия выполнению аналогичен силовому трансформатору. Как показано на рис. 2.4, ТН состоит из стального сердечника (магнитопровода), собранного из тонких пластин транс-

форматорной стали и двух обмоток – первичной и вторичной, изолированных друг от друга и от сердечника.

Первичная обмотка w_1 имеющая большое число витков тонкого провода, включается непосредственно в сеть высокого напряжения, а к вторичной обмотке w_2 , имеющей меньшее количество витков (несколько сотен), подключаются параллельно обмотки реле и измерительные приборы. Под воздействием напряжения сети по первичной обмотке проходит ток, создающий в сердечнике переменный магнитный поток Φ , который, пересекая витки вторичной обмотки, индуцирует в ней ЭДС E , которая при разомкнутой вторичной обмотке (холостой ход ТН) равна напряжению на ее зажимах U_{2x} .

Напряжение U_{2x} во столько раз меньше первичного напряжения U_1 , во сколько раз число витков вторичной обмотки w_2 меньше числа витков первичной обмотки w_1 . Отношение чисел витков обмоток называется коэффициентом трансформации и обозначается K_U :

$$\frac{U_1}{U_{2x}} = \frac{w_1}{w_2} = K_U. \quad (3.9)$$

Работа ТН с нагрузкой Z_H в виде реле и приборов сопровождается протеканием тока I_2 и увеличением тока I_1' . В этом случае напряжение на его зажимах U_2 будет меньше ЭДС на величину падения напряжения в сопротивлении вторичной обмотки. Однако поскольку это падение напряжения невелико, оно не учитывается и пересчет первичного напряжения на вторичное производится по формулам:

$$U_1 = U_2 \cdot K_U; \quad U_2 = U_1 / K_U.$$

3.2.2. Погрешности трансформаторов напряжения

Вместе с этим возрастают и погрешности:

- Погрешность в напряжении (или в коэффициенте трансформации) – это отклонение действительного коэффициента трансформации от номинального: $f_U = (\Delta U / U_1') \cdot 100$ или вследствие незначительного угла δ $f_U = [(K_U U_2 - U_1) / U_1] \cdot 100$.

- Погрешность по углу, которая определяется углом δ между векторами U_1' и U_2 .

В зависимости от предельно допустимых погрешностей ТН подразделяются на классы точности. Один и тот же ТН в зависимости от

нагрузки, подключенной к его вторичной обмотке, может работать с различным классом точности. Поэтому в каталогах и паспортах на ТН указываются два значения мощности: номинальная мощность в вольт-амперах, при которой ТН может работать в гарантированном классе точности, и предельная мощность, с которой ТН может работать с допустимым нагревом обмоток. Предельная мощность ТН в несколько раз превышает номинальную. Так, у ТН типа НОМ-10 с коэффициентом трансформации 10000/100 для класса точности 0,5 подключаемая мощность составляет 80 В·А; для класса точности 2,0 – 220 В·А, а предельная – 720 В·А.

Кроме рассмотренных выше основных погрешностей, возникающих при трансформации первичного напряжения на вторичную сторону, на работу релейной защиты и точность измерений влияют так же дополнительные погрешности от падения напряжения в кабелях от ТН до места установки панелей защиты или измерений. Поэтому, согласно требованиям ПУЭ, сечение жил кабелей должно выбираться так, чтобы падение напряжения в указанных цепях не превышало: 2 % – для релейной защиты; 2 % – для фиксирующих измерительных приборов; 1,5 % – для щитовых измерительных приборов; 0,25...0,5 % – для счетчиков. Следует заметить, что заземленные точки обмоток ТН, соединенных в звезду и разомкнутый треугольник, должны выводиться разными жилами.

Для правильного соединения между собой вторичных обмоток ТН и подключения к ним реле мощности, ваттметров и счетчиков заводы-изготовители обозначают (маркируют) выводные зажимы обмоток определенным образом: начало первичной обмотки – A , конец – X ; начало основной вторичной обмотки – a , конец – x ; начало дополнительной вторичной обмотки – a_d , конец – x_d (рис. 2.4).

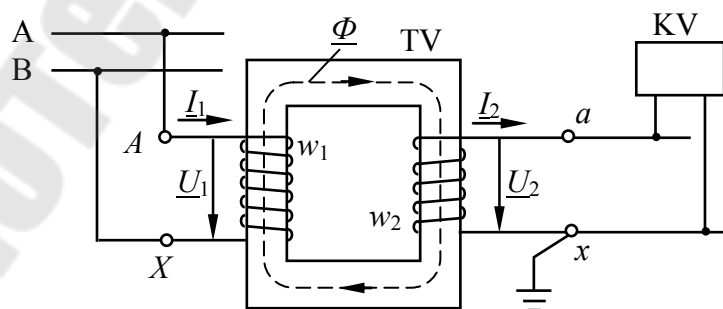


Рис.3.4. Схема включения ТН

3.2.3. Схемы соединения обмоток ТН приведены на рис. 3.5. На рис. 3.5, а дана схема включения одного однофазного ТН на междуфазное напряжение. Эта схема применяется, когда для защиты или измерений достаточно одного междуфазного напряжения. На рис. 3.5, б приведена схема соединения двух ТН в открытый треугольник, или в неполную звезду. Эта схема, получившая широкое распространение, применяется, когда для защиты или измерений нужно иметь два или три междуфазных напряжения. На рис. 3.5, в приведена схема соединения трех однофазных или одного трехфазного ТН в звезду. Эта схема получила широкое распространение для защиты или измерений фазных и междуфазных напряжений одновременно. На рис. 3.5, г представлена схема соединения трансформаторов напряжения в схему разомкнутого треугольника (на сумму фазных напряжений). Такое соединение применяется для получения напряжения нулевой последовательности ($3U_0$), необходимого для включения реле напряжения и реле мощности защиты от однофазных замыканий на землю. Как известно, геометрическая сумма трех фазных напряжений в нормальном режиме, а также при двух- трехфазных КЗ равна нулю. Поэтому, в указанных условиях напряжение между выводами разомкнутого треугольника равно нулю (практически между этими точками имеется небольшое напряжение: 0,5-2 В, которое называется напряжением небаланса). При однофазном КЗ на землю в сетях с заземленной нейтралью (сети 110 кВ и выше) фазное напряжение поврежденной фазы становится равным нулю, а геометрическая сумма фазных напряжений двух неповрежденных фаз становится равной фазному напряжению ($3U_0 = U_\phi$).

На рис. 3.5, д представлена схема соединения трансформаторов напряжения, имеющих две вторичные обмотки. Первичные и вторичные основные обмотки соединены в звезду, т. е. так же как в рассмотренной выше схеме на рис. 3.5, в. Дополнительные вторичные обмотки соединены в схему разомкнутого треугольника, т. е. так же как в рассмотренной схеме на рис. 3.5, г.

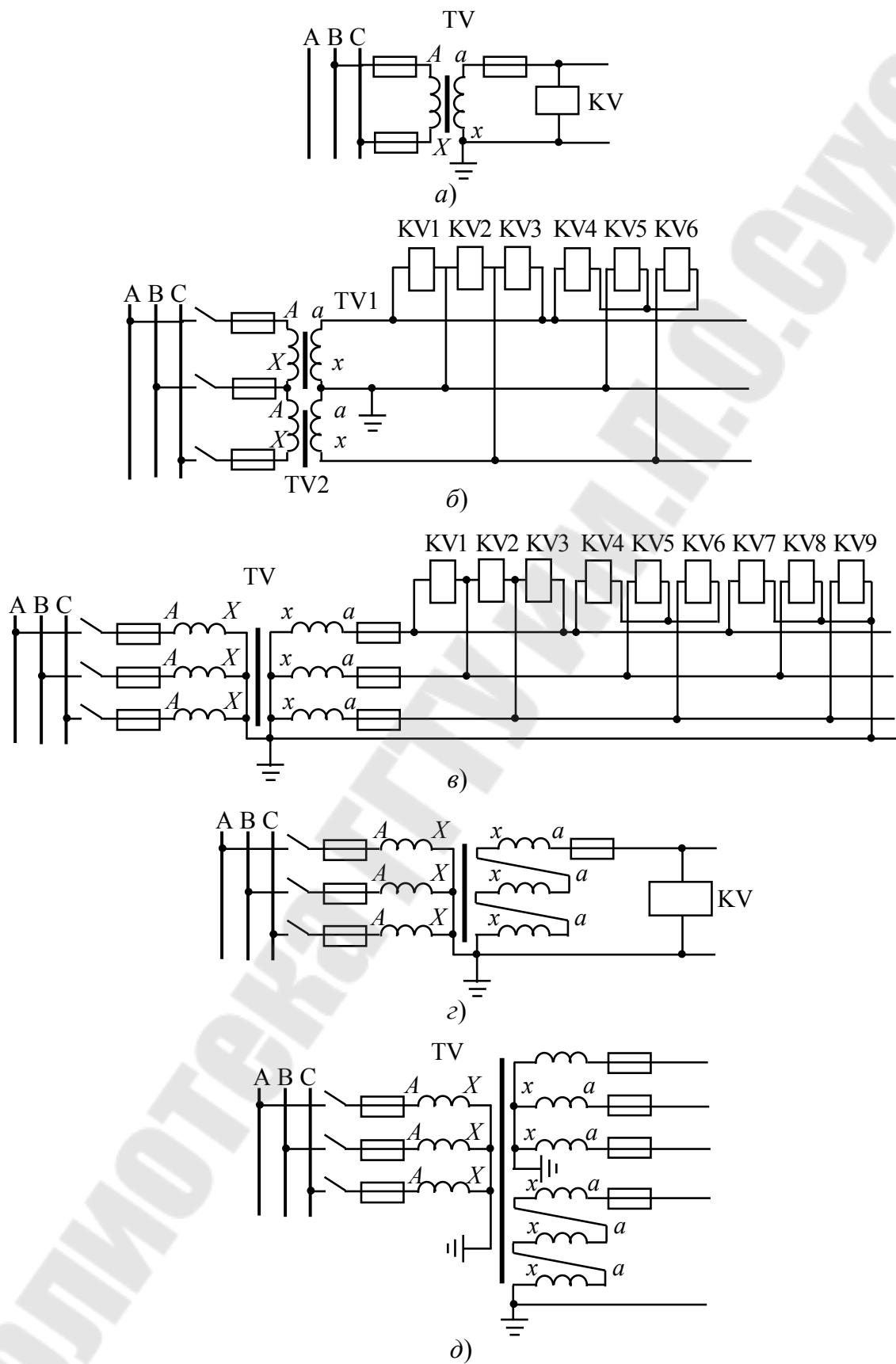


Рис. 3.5. Схемы соединения обмоток трансформаторов напряжения

В сетях с изолированной нейтралью (сети 6...35 кВ) при однофазных замыканиях на землю напряжения неповрежденных фаз относительно земли становятся равными междуфазному напряжению, а их геометрическая сумма оказывается равной утроенному фазному напряжению. Для того чтобы в последнем случае напряжение на реле не превосходило номинального значения, равного 100 В, у ТН, предназначенных для сетей, работающих с изолированной нейтралью, вторичные дополнительные обмотки, соединяемые в схему разомкнутого треугольника, имеют увеличенные в 3 раза коэффициенты трансформации, например $6000/(100/3)$.

При включении первичных обмоток ТН на фазные напряжения они соединяются в звезду, нулевая точка которой обязательно соединяется с землей (рабочее заземление). Заземление первичных обмоток необходимо для того, чтобы при однофазных КЗ или замыканиях на землю в сети, где установлен ТН, реле и приборы, включенные на его вторичную обмотку, правильно измеряли напряжение фаз относительно земли. Вторичные обмотки ТН подлежат обязательному заземлению независимо от схемы их соединений. Это заземление является защитным, обеспечивающим безопасность персонала при попадании высокого напряжения во вторичные цепи. Заземляется нулевая точка звезды или один из фазных проводов, обычно фаза *В*. В проводах, соединяющих точку заземления с обмотками ТН, не должно быть коммутационных и защитных аппаратов (рубильников), переключателей, автоматических выключателей, предохранителей и т. д.). Сечение медного заземляющего провода должно быть не менее 3 мм².

При обрыве провода в одной фазе отходящей линии (неполнофазный режим) емкость этой фазы оказывается включенной последовательно с индуктивностью ТН и возникает феррорезонанс. При феррорезонансе появляются опасные перенапряжения на обмотках ТН и происходит его перегрев и самопроизвольное смещение нейтрали. Для защиты ТН от этих явлений параллельно обмотке $3U_0$ включают резистор сопротивлением 25 Ом. Резистор нагружает ТН и феррорезонанс не возникает. Однако включение такой нагрузки приводит к перегрузке дополнительной обмотки ТН при замыканиях на землю, и такой режим может существовать ограниченное время: 8 часов для ТН типа НАМИ или НТМИ.

Контрольные вопросы

1. Назовите назначение ТТ. Как производится маркировка выводов обмоток ТТ?
2. Каковы номинальные токи первичной и вторичной обмоток ТТ?
3. Принцип работы ТТ. Схемы замещения ТТ.
4. Векторная диаграмма нормального режима ТТ.
5. Каковы погрешности ТТ?
6. Каковы классы точности ТТ и от чего они зависят?
7. Что происходит с ТТ при размыкании вторичной обмотки?
8. Приведите схемы соединения вторичных обмоток ТТ и область применения схем.
9. Какова методика выбора и проверки ТТ?
10. Как производится расчет нагрузки в зависимости от схемы соединения и вида КЗ?
11. Назовите назначение ТН.
12. Как производится маркировка выводов обмоток ТН?
13. Принцип работы ТН.
14. Схемы замещения ТН
15. Приведите векторную диаграмму нормального режима ТН.
16. Каковы погрешности ТН?
17. Приведите схемы соединения обмоток ТН и назовите область применения схем.
18. Как выполняется фильтр напряжения нулевой последовательности $3U_0$?

4. ИСТОЧНИКИ ОПЕРАТИВНОГО ТОКА

ЛЕКЦИЯ № 4

Содержание лекции

- 4.1. Назначение и общие требования к источникам оперативного тока.
- 4.2. Аккумуляторная батарея.
- 4.3. Шкафы постоянного оперативного тока ШОТ-01-400.
- 4.4. Шкаф управления оперативным током (ШУОТ).
- 4.5. Шкаф постоянного оперативного тока ШОТ-01.
- 4.6. Блоки питания выпрямленным оперативным током.
- 4.7. Оперативное питание от предварительно заряженных конденсаторов.
- 4.8. Реле прямого действия на переменном оперативном токе.
- 4.9. Схемы дешунтирования отключающей катушки выключателя.
- 4.10. Защиты с автономным питанием.
- 4.11. Выбор принципов выполнения оперативного тока на подстанциях.

4.1. Назначение и общие требования к источникам оперативного тока

Оперативным током называется ток, питающий цепи дистанционного управления выключателями, вторичные цепи релейной защиты, автоматики и телемеханики, а также цепи сигнализации.

Питание оперативных цепей отключения поврежденных линий и оборудования должны отличаться повышенной надежностью. Поэтому главное требование, которому должны отвечать источники оперативного тока состоит в том, чтобы во время КЗ и при ненормальных режимах напряжение источника оперативного тока и его мощность должны иметь достаточную величину для действия вспомогательных реле защиты и автоматики и для надежного отключения и включения выключателей.

Различают независимые и зависимые источники оперативного тока. Работа первых не зависит, а вторых – зависит от режима работы и состояния первичных цепей электроустановки. К независимым источникам оперативного тока относятся аккумуляторные батареи, а к зависимым – трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, трансформаторы собственных нужд и т.д.

Источники оперативного тока подразделяются на источники постоянного тока и источники переменного тока.

4.2. Аккумуляторная батарея

Общие сведения. На ответственных объектах в качестве источника оперативного тока используется аккумуляторная батарея (чаще кислотная), которая является наиболее надежным источником оперативного тока. Аккумуляторная батарея относится к независимым источникам оперативного тока, так как напряжение на аккумуляторной батарее не зависит от наличия и величины напряжения основной сети подстанции, а мощность аккумуляторной батареи должна быть достаточной для питания оперативных цепей и операций включения или отключения любого выключателя на объекте. Учитывая высокую стоимость и необходимость постоянного обслуживания стационарных аккумуляторных батарей, они устанавливаются на электростанциях и крупных подстанциях.

После монтажа на месте эксплуатации аккумуляторную батарею подвергают специальной обработке (формовке) от зарядного агрегата (рис. 4.1), в результате которой на положительных пластинах образуется перекись свинца (коричневого цвета), а на отрицательных пластинах – губчатый свинец (светло-серого цвета). Электролитом является раствор серной кислоты повышенной чистоты в дистиллированной воде. Плотность электролита у исправного аккумулятора при 20°C должна быть $1,20\dots 1,21\text{ г/см}^3$, а в конце разряда – примерно $1,145\text{ г/см}^3$.

Аккумуляторная батарея работает в режиме постоянного подзаряда от специальных выпрямителей, которые одновременно обеспечивают стабилизацию напряжения на шинах оперативного тока. Как правило, в работе должно быть два выпрямителя, питающихся от разных трансформаторов собственных нужд и работающих параллельно на шины щита постоянного оперативного тока.

При отключении одного из вводных автоматов подзарядных устройств должна сработать сигнализация и приняты немедленные меры по их обратному включению, так как только один из этих источников не обеспечивает надежной работы потребителей оперативного тока. Независимо от наличия сигнализации, должен быть организован периодический контроль работы батареи и щита постоянного тока. При этом необходимо контролировать уровень напряжения – $220\dots 240\text{ В}$ и ток аккумуляторной батареи. Подзарядные агрегаты настраиваются таким образом, чтобы выпрямители покрывали ток нагрузки щита и обеспечивали необходимый ток подзаряда батареи. При отсутствии подзаряда аккумуляторная батарея в течение не-

скольких часов может потерять свой заряд за счет ее разряда на нагрузку подстанции и устройства защиты и автоматики не смогут включить или отключить выключатель.

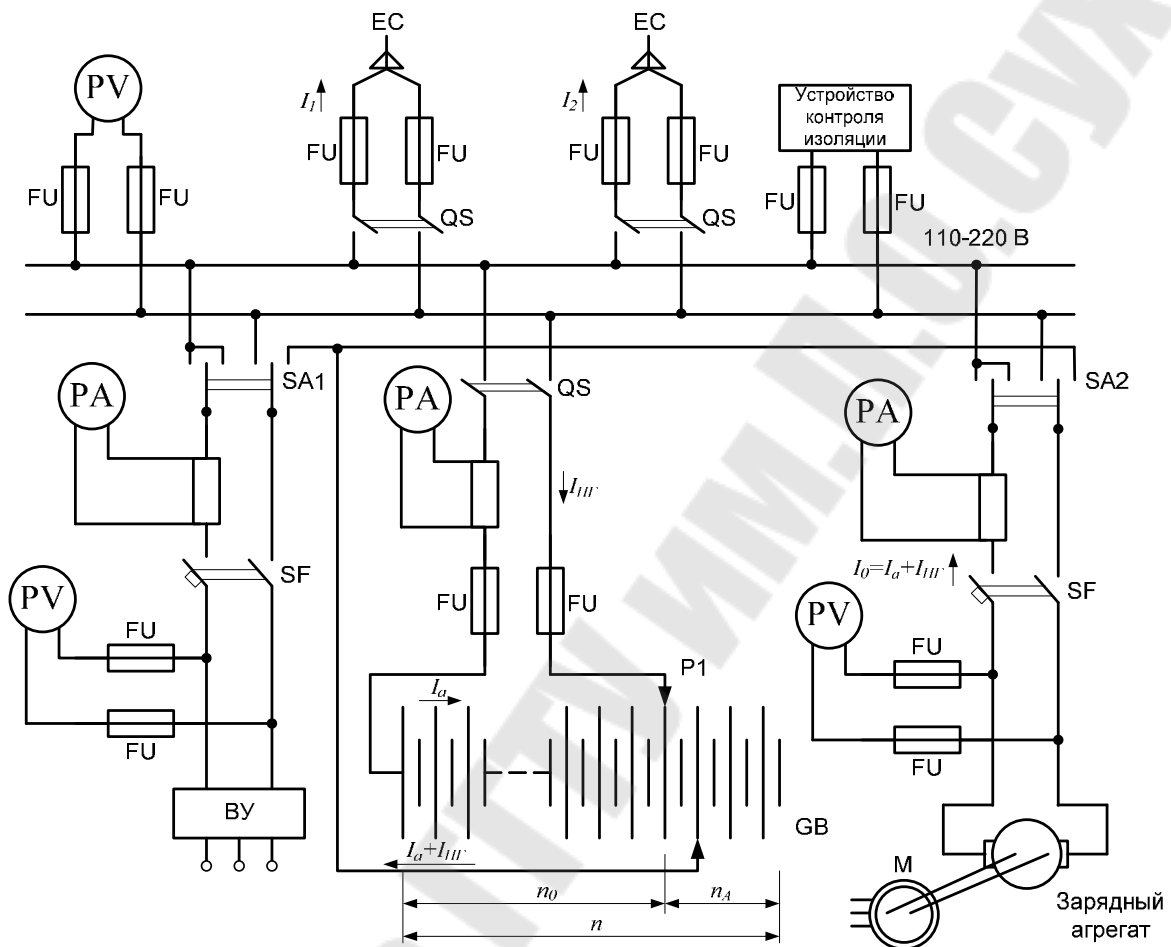


Рис. 4.1. Схема соединений щита постоянного оперативного тока с постоянным подзарядом аккумуляторной батареи

Для обеспечения нормальной эксплуатации схема собственных нужд постоянного тока имеет:

– устройство автоматического контроля сопротивления изоляции сети постоянного тока:

$$R_{\text{сопр } 220\text{В}} \text{ – более } 20 \text{ кОм}; \quad R_{\text{сопр } 110\text{В}} \text{ – более } 10 \text{ кОм};$$

– устройство автоматического контроля уровня напряжения (отклонение $\pm 4\%$);

– устройство контроля подзаряда АБ.

Для аккумуляторной батареи обычного типа требуется большое помещение, специальное отопление и вентиляция, т.к. при заряде ба-

тарее выделяется водород, представляющий пожарную опасность. Необходимо постоянно контролировать уровень заряда АБ, плотность и уровень электролита. Эти трудности привели к тому, что аккумуляторные батареи применяются только на крупных объектах. В остальных случаях применяют различные виды питания оперативных цепей постоянным, выпрямленным или переменным оперативным током.

Таким образом АБ значительно дороже других источников питания: требуются зарядные и подзарядные агрегаты, специальное помещение с вентиляцией, квалифицированный уход, требуется сложная протяженная сеть постоянного тока.

Шкафы постоянного оперативного тока ШОТ-01-400

Шкафы предназначены для применения совместно со стационарной аккумуляторной батареей. Они могут быть использованы для замены щитов оперативного тока устаревших конструкций при модернизации подстанции. Применяемые подзарядные устройства имеют низкий уровень пульсации и высокую точность поддержания напряжения, что обеспечивает длительный срок службы аккумуляторной батареи.

Конструктивно шкаф оперативного тока состоит из двух одинаковых шкафов (ШОТ № 1 и ШОТ № 2), предназначенных для установки на полу. В каждом шкафу смонтированы подзарядные устройства, схема распределения оперативного тока, реле контроля напряжения, реле контроля изоляции. На дверях одного отсека устанавливаются амперметры, вольтметры, милливольтметр, реле контроля исправности схемы и выключатель обогрева. Емкость аккумуляторной батареи – до 400 А·час.

Таблица 4.1

Технические характеристики шкафа ШОТ-01-400

| Род тока | Основных цепей шкафа | |
|--|---|--|
| | Питающей сети | постоянный |
| Номинальное напряжение | Основных цепей шкафа, В | Переменный, однофазный, 50 Гц = 220 220/380 |
| | Питающей сети, В | |
| Точность поддержания выходного напряжения | | 1 % |
| Номинальный ток | Подзарядного устройства, А | 10 |
| | Потребляемый подзарядным устройством, А | 15 |
| Количество подзарядных устройств до (в каждом) | | 4 |
| Рабочий диапазон температур | | -10...+40°С |

В нормальном режиме все подзарядные устройства шкафа оперативного тока находятся в работе. Подзарядка аккумуляторной батареи производится непрерывно. При наличии напряжения хотя бы на одной из двух секций собственных нужд, питание потребителей (шинки управления и сигнализации) осуществляется от подзарядных устройств, а при исчезновении напряжения собственных нужд – от аккумуляторной батареи.

При возникновении неисправности в шкафу оперативного тока, либо на отходящих шинках управления и сигнализации (неисправность подзарядного устройства, срабатывание автоматических выключателей, реле контроля уровня напряжения, или реле контроля изоляции) срабатывает указательное реле неисправности и выдается сигнал о неисправности в шкафу питания через систему телепередачи информации.

Контроль уровня напряжения на шинах = 220 В осуществляется по вольтметру (нормальное значение напряжения 241 В). Работа подзарядных устройств контролируется по показаниям амперметров. В нормальном режиме работы нагрузка на подзарядные устройства распределяется равномерно.

Шкаф управления оперативным током (ШУОТ)

ШУОТ разработан специально для небольших объектов, для которых не требовалась большая емкость АБ. ШУОТ состоит из двух шкафов, в которых расположены подзарядное устройство и мало-мощная аккумуляторная батарея 220В, состоящая из отдельных банок свинцовых аккумуляторов. ШУОТ применяется на подстанциях с упрощенной схемой. При использовании на стороне ВН подстанции выключателей с соленоидными приводами, включение этих выключателей от ШУОТ не обеспечивается и для питания соленоидов включения используется специальный выпрямитель. Это означает, что для включения выключателей нужно иметь переменное напряжение на подстанции.

Низкое качество примененных аккумуляторов и подзарядного устройства, привело к тому, что срок службы батареи ограничивался 2-4 годами, после чего батарею нужно было менять.

Шкаф постоянного оперативного тока ШОТ-01

Шкаф оперативного постоянного тока ШОТ-01 разработан с учетом опыта эксплуатации ранее применявшихся шкафов ШУОТ. Подзарядные устройства обеспечивают уровень пульсаций менее 1 %,

что значительно увеличивает срок службы аккумуляторов, доведя его до сроков гарантированных фирмой – изготовителем: 10–14 лет в зависимости от типа примененного аккумулятора. Уровень стабилизации оперативного тока составляет 1 %. Подзарядные устройства работают параллельно, так как распределение тока между устройствами выравнивается автоматически. Примененные аккумуляторы герметизированы, что позволяет устанавливать шкафы в общих помещениях. Шкафы ШОТ-01 оснащены контролем уровня напряжения, уровня изоляции цепей постоянного тока. Ток в цепи подзарядных устройств и аккумуляторов контролируется амперметрами. Имеется сигнализация неисправности подзарядных устройств при отклонении уровня напряжения за заданные пределы, появлении «земли» в цепях оперативного тока, отключении автоматов. Сигнал неисправности может быть передан по локальной сети. Низкая стоимость шкафа позволяет применять его на подстанциях небольшой мощности или использовать его в качестве дополнительного автономного источника питания защиты на ответственных объектах. Шкаф оснащен автоматикой обогрева. Шкаф не требует постоянного наблюдения, так как оснащен сигнализацией.

При внешнем осмотре следует проверить отсутствие сигналов неисправности, наличие тока в подзарядных устройствах и аккумуляторах, уровень напряжения на шинах, отсутствие замыкания на землю в сети.

Выпускаются два типа шкафов: ШОТ-01-40 и ШОТ-01-100.

Шкаф оперативного тока ШОТ-01-100 (рис. 4.3) состоит двух металлических несущих конструкций шкафного типа, предназначенных для установки на полу. В левом отсеке шкафа смонтированы 4 подзарядные устройства, схема распределения оперативного тока, реле контроля напряжения, реле контроля изоляции. На дверях этого отсека установлено четыре амперметра, вольтметр, милливольтметр, реле контроля исправности схемы и выключатель обогрева. Во втором шкафу, установлено 17 герметизированных необслуживаемых аккумуляторов, с номинальным напряжением 12 В. Емкость аккумуляторной батареи – до 140 А·час.

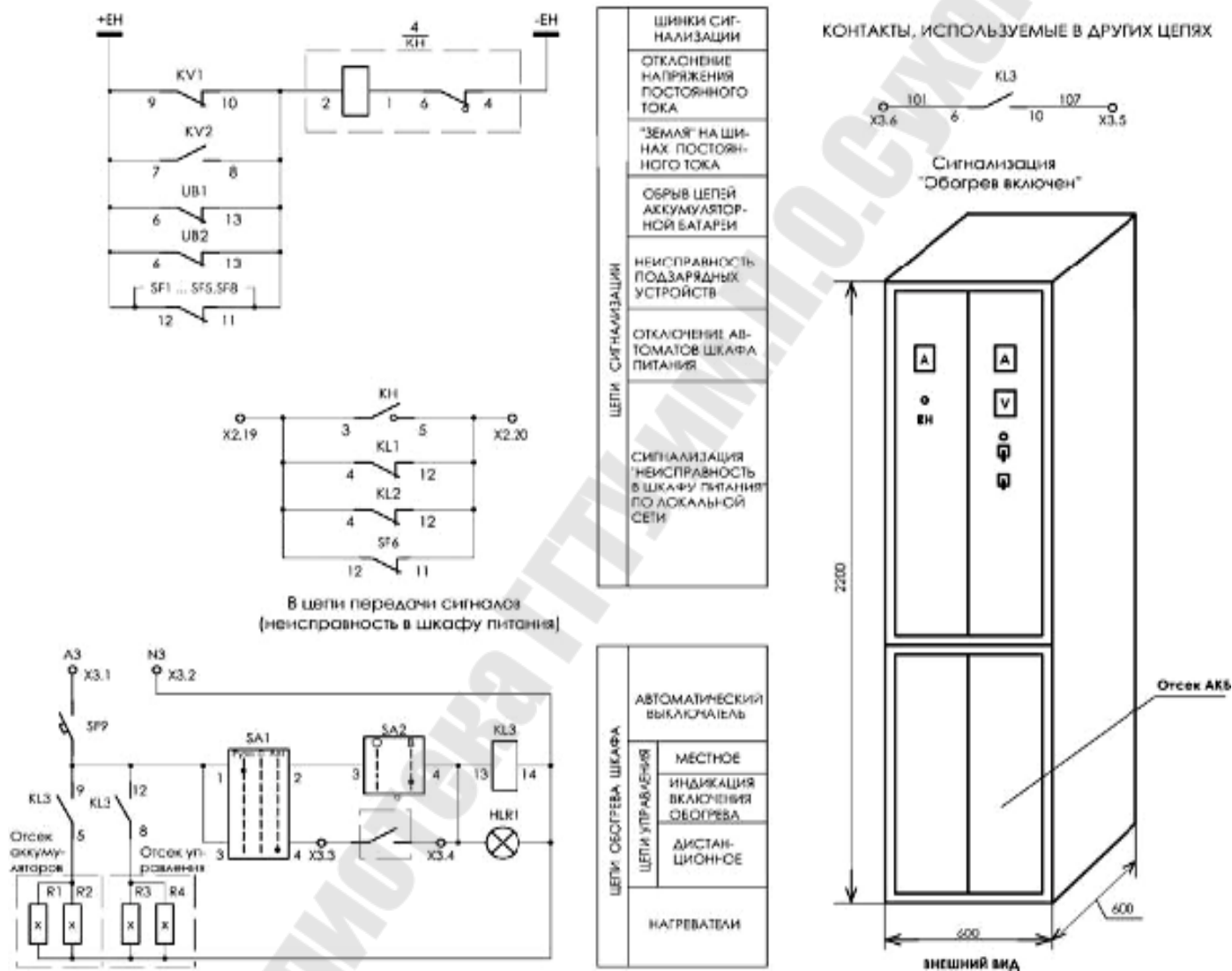


Рис. 4.3. Схема и внешний вид шкафа ШОТ-1-100

4.3. Блоки питания выпрямленным оперативным током

Выпрямленный оперативный ток применяется на подстанциях с упрощенной первичной схемой. На выходе трехфазных блоков питания имеется выпрямленное напряжение 220 В, что позволяет подключать к ним реле защиты, рассчитанные на постоянный оперативный ток. Блоки питания типа БПН подключаются к трансформаторам напряжения ТН или к трансформаторам собственных нужд ТСН, а токовые блоки питания типа БПТ – к ТТ. Блоки БПН обеспечивают на выходе номинальное выпрямленное напряжение в нормальном режиме, при однофазном КЗ и при посадке до 40 % напряжения во всех трех фазах. Токвые блоки питания обеспечивают номинальное напряжение на выходе только при наличии тока КЗ. Выходы всех блоков питания собираются в общую схему выпрямленного оперативного тока. В нормальном режиме питание устройств РЗА осуществляется от блоков питания, подключенных к ТН или к ТСН. При неудаленном КЗ, когда напряжение на шинах подстанции снижается, в работу включаются токовые блоки питания, обеспечивающие питание устройств РЗА от тока КЗ. Блоки питания не выдают напряжение при отсутствии напряжения на подстанции, поэтому не могут быть использованы для включения выключателя при подаче напряжения на подстанцию.

Для питания микропроцессорных устройств РЗА выпрямленным оперативным током выпускаются специальные блоки питания, обеспечивающие работу устройств в нормальном и аварийном режимах. Они получают питание от ТТ и ТН, но в отличие от предыдущего случая могут включаться на общий с защитой комплект ТТ. Работа защиты в этом случае обычно обеспечивается только при наличии тока КЗ. Для выполнения других функций устройства требуется наличие напряжения.

Практически все токовые устройства могут быть оснащены такими блоками питания, которые обеспечивают выполнение всех функций реле при наличии переменного напряжения на подстанции и работу защиты только от тока короткого замыкания.

4.4. Оперативное питание от предварительно заряженных конденсаторов

Конденсаторы предварительно заряжаются специальными выпрямителями (типа БПЗ-401) до напряжения порядка 400В и при срабатывании защиты или автоматики, разряжаются на катушку реле или коммутационного аппарата. После исчезновения питающего напря-

жения заряд на конденсаторах сохраняется 0,4 часа, и может быть однократно использован при отсутствии напряжения на подстанции.

Схемы питания устройства РЗА от предварительно заряженных батарей конденсаторов (БК) отличаются небольшой стоимостью, относительной простотой и достаточной надежностью. Поэтому, они широко применяется для защиты и автоматики силовых трансформаторов, в схемах защиты минимального напряжения и в ряде случаев используются для питания защит фидеров.

На рис. 4.4 приведена схема питания катушек отключения выключателей от предварительно заряженных конденсаторов.

Конденсаторы С1, С2 и т.д. постоянно заряжены. При срабатывании релейной защиты РЗ1 замыкаются ее контакты, происходит разряд конденсатора С1 на катушку отключения выключателя YAT1 и он отключается. При этом конденсатор С2 за счет диода VD2 остается заряженным и готов немедленно действовать при замыкании контактов РЗ2.

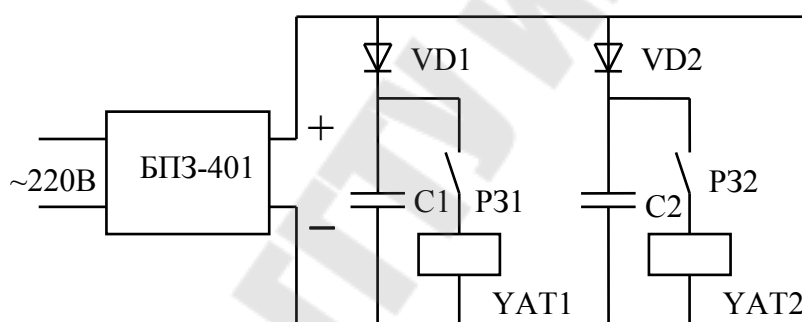


Рис. 4.4. Схема питания цепей РЗА от предварительно заряженных батарей конденсаторов

4.5. Реле прямого действия на переменном оперативном токе

Источником переменного оперативного тока для токовых защит, выполненных с реле прямого действия являются ТТ защищаемого присоединения. Реле прямого действия представляют собой электромагниты переменного тока, встроенные в пружинный привод выключателя.

Они включаются в цепи ТТ присоединения и действуют на отключение выключателя. В схеме (рис. 4.6) такой защиты обычно несколько отключающих элементов (электромагнитов), действующих на релейную планку, отключающую выключатель. При появлении в катушке тока, превышающего ток срабатывания электромагнита, он

срабатывает и, действуя на релейную планку, отключает выключатель. Такой элемент является токовым реле мгновенного действия и называется РТМ.

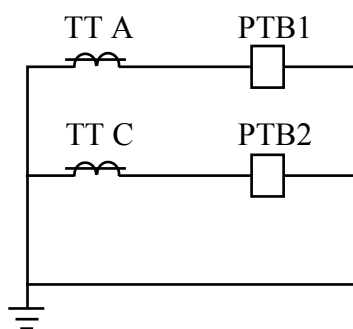


Рис. 4.5. Схема защиты линии 6-10кВ

Для создания выдержки времени подвижный полюс электромагнита сцепляется (посредством пружины) с часовым механизмом и получается реле с выдержкой времени, называемое РТВ. Для отстройки от времени работы предохранителей и лучшего согласования уставок, эти реле имеют обратозависимую времятоковую характеристику, выходящую на независимую часть характеристики при кратности тока $(2...4) \cdot I_{\text{ср}}$, в зависимости от типа реле. Ток срабатывания реле изменяется дискретно путем переключения числа витков катушки (выводы 4 А; 6 А; 8 А; 10 А), а выдержка времени срабатывания изменяется регулировкой движка часового механизма. Реле РТВ до настоящего времени еще широко применяются в сетях 6(10) кВ. Однако в связи с их недостаточной точностью и низкой надежностью РТВ подлежат замене и на новых объектах они уже не используются.

4.6. Схемы дешунтирования отключающей катушки выключателя

Токовые защиты, выполненные по принципу дешунтирования (рис. 4.7) питаются переменным оперативным током от ТТ защищаемого присоединения и поэтому обеспечивают работу защиты и отключение коммутационного аппарата даже при потере напряжения на подстанции. Ввиду достаточно высокой надежности, относительной простоты и невысокой стоимости, токовые защиты, выполненные по принципу дешунтирования, широко применяются в сетях 6-35 кВ и для защиты силовых трансформаторов подстанций 110-220 кВ.

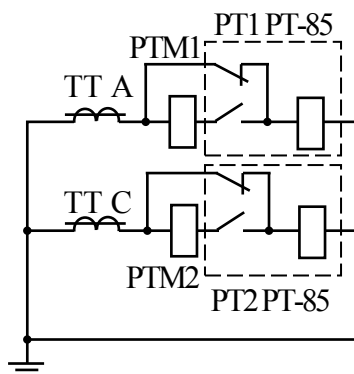


Рис.4.5. Схема защиты линии 6-10кВ, на реле прямого действия типа РТВ, выполненной по принципу дешунтирования на реле типа РТ-80

При срабатывании защиты специальное реле без разрыва токовых цепей включает ранее замкнутую (зашунтированную) токовую катушку, установленную в приводе выключателя (короткозамыкателя), в цепь ТТ, размыкая контакт, замыкающий катушку, т.е. дешунтируя ее. Ток от ТТ при этом подается в электромагнит переменного тока и при достаточной величине тока коммутационный аппарат отключается. Для дешунтирования применяются индукционные типа РТ-84 и электромеханические реле, имеющие мощные контакты и обеспечивающие дешунтирование тока величиной до 140 А.

Фирма "Энергомашвин" взамен электромеханического реле применила симистор, обеспечивающий дешунтирование тока до 240 А. Такие симисторы для дешунтирования установлены в некоторых модификациях реле УЗА-10 и УЗА-АТ.

4.7. Защиты с автономным питанием

Защиты с автономным питанием используют для своей работы оперативный ток от собственных ТТ и могут действовать на отключение выключателя или отделителя, включение короткозамыкателя. К ним относятся реле серий УЗА-10 и УЗА-АТ, РЗТ. Фирма AREVA выпустила реле MiCOM P124 с встроенным блоком питания. Выпускается так же специальный блок питания ИПК для микропроцессорных реле AREVA. ПО "Киевприбор" выпустило блок ИП МРЗС для питания своих микропроцессорных устройств защиты типа МРЗС-04, обеспечивающий гарантированное питание от ТСН, ТН или ТТ. ИП МРЗС может использоваться для питания микропроцессорных устройств других фирм, максимальная потребляемая мощность которых не превышает 42 Вт.

Следует особенно подчеркнуть целесообразность применения подобных устройств в узловых точках сети, в том числе при наличии на подстанциях постоянного оперативного тока. Дело в том, что в большинстве случаев аккумуляторная батарея является единственным источником оперативного тока, который может быть утерян в процессе КЗ и оборудование остается без защиты. Такие события хотя и происходят не слишком часто, при условии тщательной эксплуатации системы оперативного тока, однако уже не раз приводили к выходу из строя энергоблоков на электростанциях, трансформаторов и секций шин на подстанциях. Поэтому можно рекомендовать применение устройств с автономным питанием, например на вводах ВН и НН трансформаторов в дополнение к основным защитам на постоянном оперативном токе устанавливается устройство типа ПУМА с предварительно заряженным конденсатором.

При использовании подобных автономных источников питания для микропроцессорных устройств РЗА необходимо иметь в виду, что при «холодном» включении (после отключения подстанции) на устойчивое КЗ, защита срабатывает с задержкой (около 0,2 с), вызванной временем готовности источника питания и временем подготовки к работе самого устройства защиты.

4.7. Выбор принципов выполнения оперативного тока на подстанциях

Наиболее универсальным в большинстве случаев следует считать применение постоянного оперативного тока. Если объект ответственный, следует рассмотреть целесообразность применения двух источников оперативного тока, особенно в случаях, когда выключатели имеют 2 соленоида отключения и позволяют иметь две независимые системы оперативного тока и релейной защиты. Использование постоянного оперативного тока позволяет реализовать все возможности современных микропроцессорных терминалов: телеуправление, измерения, регистрацию событий и т. д. Эти функции разрабатываются с расчетом на постоянный оперативный ток, который не исчезает при отключении подстанции. Часть функций частично можно реализовать при питании от переменного тока.

Применение разных видов переменного (выпрямленного) оперативного тока можно рекомендовать на неответственных объектах типа ТП или РП, где количество присоединений не превосходит 10 и не требуется телемеханизация объекта. При этом следует отдавать предпочтение устройствам с автономным питанием защит.

При питании микропроцессорных устройств РЗА от схемы выпрямленного оперативного тока (БПНС+БПТ, рис.4.6), необходимо предусмотреть специальные меры, для их защиты от импульсных перенапряжений. Например, использовать стандартный фильтр фирмы «Таврида Электрик», разработанный для этой схемы. Фильтр представляет собой электролитический конденсатор большой емкости, зашунтированный разрядным резистором и подключаемый параллельно к шинкам постоянного оперативного тока через диод.

При применении единственного источника постоянного тока – аккумуляторной батареи, целесообразно рассмотреть возможность дополнительной установки устройств РЗА с автономным питанием, учитывая возможность потери единственного источника оперативного тока на подстанции.

Контрольные вопросы

1. В чем заключается назначение оперативного тока.
2. Какие требования предъявляются к источнику оперативного тока?
3. Каковы достоинства и недостатки аккумуляторной батареи как источника оперативного тока?
4. Назначение зарядного и подзарядного агрегатов
5. Каково устройство, достоинства и недостатки ШОТ-01?
6. Каково устройство, область применения, достоинства и недостатки блоков питания РЗА?
7. Какова область применения, достоинства и недостатки конденсаторных батарей для питания оперативных цепей РЗА?
8. Какова область применения, достоинства и недостатки схем с реле прямого действия?
9. Какова область применения, достоинства и недостатки схем с дешунтированием отключающих катушек выключателей?
10. Защиты с автономным питанием.
11. В чем заключается выбор принципов выполнения оперативного тока?

5. СХЕМЫ ВТОРИЧНЫХ СОЕДИНЕНИЙ, ЦЕПИ УПРАВЛЕНИЯ И СИГНАЛИЗАЦИИ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

ЛЕКЦИЯ № 5

Содержание лекции

- 5.1. Схемы вторичных соединений.
- 5.2. Условные обозначения элементов вторичных цепей.
- 5.3. Основные требования к схемам вторичных соединений.
- 5.4. Управление и сигнализация вакуумных выключателей.

5.1. Схемы вторичных соединений

Общие сведения. Кроме схем первичных соединений, указывающих пути прохождения электроэнергии от источника питания к потребителю, существуют также схемы вторичных соединений, в которых с помощью условных графических изображений указаны элементы вторичных устройств и соединения между ними и с элементами основного оборудования (измерительные трансформаторы, коммутационная аппаратура и др.).

К вторичным устройствам относятся контрольно-измерительные приборы, устройства релейной защиты и автоматики, аппаратура управления блокировок, аварийной и предупредительной сигнализации.

Надежность и экономичность электроустановок в значительной степени зависит как от возможностей используемых вторичных устройств, так и от качества составления схем вторичных соединений и правильного их выполнения.

По назначению схемы вторичных соединений могут быть:

- принципиальные совмещенные и развернутые;
- полные;
- монтажные.

Принципиальные схемы составляются применительно к одному присоединению главной схемы, обособленному по функциональному, технологическому или структурному признаку (линия, трансформатор, присоединение собственных нужд и т. д.).

В совмещенных принципиальных схемах все приборы и аппараты изображаются в собранном виде со всеми относящимися к ним катушками и контактами. При значительном количестве участвующих в совмещенных схемах элементов чтение их становится затруднитель-

ным при проверке правильности выполнения электрических соединений на чертеже и в натуре.

В развернутых принципиальных схемах, которые в настоящее время получили широкое применение, аппараты и приборы расчленяются на составные элементы. Эти элементы связываются между собой в порядке протекания тока, например от полюса «+» к полюсу «-» или от фазы к фазе (от фазы к нулю).

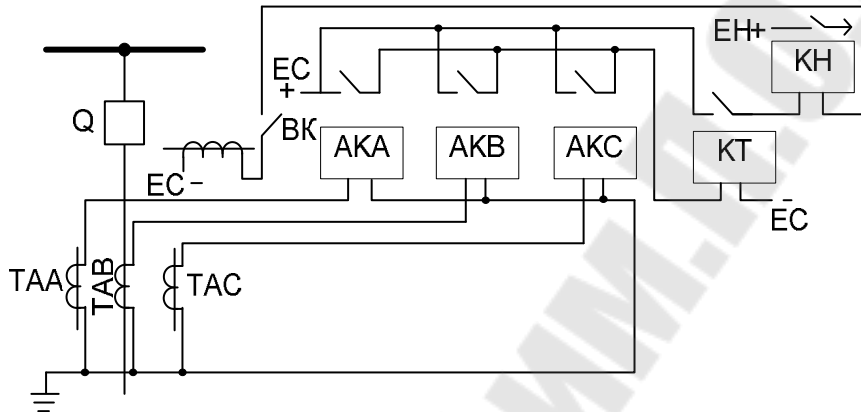


Рис.5.1. Пример принципиальной совмещенной схемы

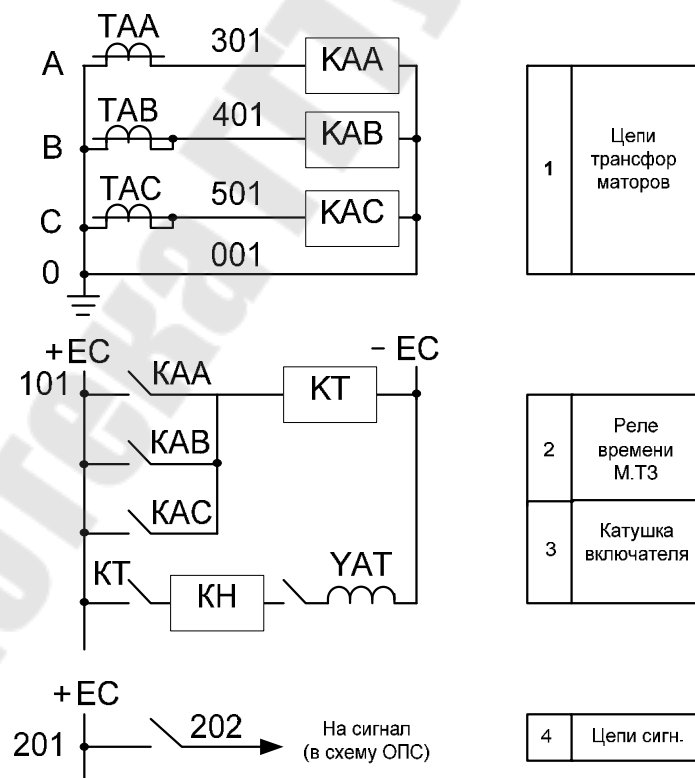


Рис. 5.2. Пример принципиальной развернутой схемы

Схемы сопровождаются перечнем аппаратуры (в табличной форме в виде спецификации) приборов и реле с указанием их условного обозначения, типа, предприятия-изготовителя и технических данных.

Развернутые схемы применяются при проектировании сложных схем релейной защиты, управления и автоматики. Они позволяют легко проследить действие схемы, быстро обнаруживать ложные цепи.

Развернутые схемы требуют отчетливой и удобной маркировки не только для монтажных единиц, аппаратуры и реле, но и для отдельных цепей и кабелей.

Монтажные схемы служат рабочим чертежом, по которому производится монтаж вторичных цепей. В монтажных схемах показывается каким образом и какими средствами будут осуществлены в действительности электрические связи (сечение и тип контрольных кабелей, сборки зажимов, испытательные блоки). Монтажные схемы учитывают территориальное расположение оборудования, относящегося к вторичным цепям (щиты управления, релейные шкафы и панели, ячейки РУ).

После внесения изменений, неизбежно появляющихся в процессе монтажа и наладки составляются **исполнительные принципиальные и исполнительные монтажные схемы**, которые служат основными документами при эксплуатации электроустановки.

5.2. Условные обозначения элементов вторичных цепей

Буквенные позиционные обозначения элементов и устройств вторичных цепей на схемах выполняются латинскими буквами. Например, реле тока обозначается КА, реле промежуточное – КЛ, трансформатор тока – ТА и т. д. (табл. 5.1)

Порядковые номера элементам следует присваивать, начиная с единицы, в пределах вида элементов, которым на схеме присвоено одинаковое буквенное позиционное обозначение. Например, сигнальные реле на схеме в количестве пяти штук будут обозначены от КН1 до КН5.

Для обозначения принадлежности элемента к электрической фазе тока допускается добавлять индекс фазы (А, В, С), проставляемый через точку. Например: ТА1.С – первый трансформатор тока фазы С.

Сигнальные контакты положения силовых коммутационных аппаратов обозначаются тем же кодом, что и сам аппарат.

Шинкам управления, сигнализации, синхронизации и напряжения, как элементам принципиальных схем, также присваиваются позиционные обозначения. Первая буква Е обозначает общий код шинки. Вторая буква обозначает код функционального назначения шинки (управление, сигнализация и т.п.).

Таблица 5.1

Позиционные обозначения элементов в схемах РЗА

| Наименование реле | Условное позиционное обозначение |
|---|----------------------------------|
| Трансформатор тока | ТА |
| Трансформатор напряжения | ТВ |
| Выключатель и его блок-контакты | Q и QF |
| Электромагнит включения выключателя | YAC |
| Электромагнит отключения выключателя | YAT |
| Автоматический выключатель | SF |
| Плавкий предохранитель | FU |
| Переключатель (ключ управления) | SA |
| Накладка оперативная | SX |
| Комплектное устройство РЗА (общее название) | A |
| Комплект АПВ | AKS |
| Комплект устройства АВР | AV |
| Реле (общее название) | K |
| Реле тока | KA |
| Реле напряжения | KV |
| Реле промежуточное | KL |
| Реле времени | KT |
| Реле сопротивления | KZ |
| Реле мощности | KW |
| Реле частоты | KF |
| Реле указательное | KH |
| Реле газовое | KSG |
| Реле дифференциальное | KAT |
| Реле блокировки от многократных включений | KBS |
| Лампа сигнальная | HL |
| Устройство звуковой сигнализации | HA |
| Шинки управления | EC |
| Шинки питания электромагнитов включения | EY |
| Шинки сигнализации | EH |
| Шинка мигающей сигнализации | + EP |

Обозначение цепей постоянного тока производится числами с учетом их полярности. Участки цепей положительной полярности обозначаются нечетными числами, а участки отрицательной полярности – четными. Участки цепей, изменяющие свою полярность в процессе работы схемы, а также не имеющие явно выраженной полярности

сти (цепи, соединяющие последовательно включенные обмотки реле, резисторы, конденсаторы и т. д.) могут обозначаться любыми числами – четными или нечетными.

Обозначение цепей переменного тока выполняется последовательными числами с добавлением перед цифровой частью буквы, характеризующей фазу А, В, С или нейтраль N.

Числа, применяемые для обозначения цепей управления и автоматики, разделяются на группы по сотням (А1–А99, А101–А199, А201–А299). Каждая из указанных групп рекомендуется для обозначения цепей одной схемы, питающихся от отдельных автоматических выключателей или предохранителей.

Рекомендуемая нумерация проводов в схемах:

1. Цепи постоянного тока РЗ и управления 101-199;
2. Цепи сигнализации 201-299;
3. Цепи трансформаторов тока:
фаза А – 301-399;
фаза В – 401-499;
фаза С – 501-599;
фаза 0 – 001-099.
4. Цепи трансформаторов напряжения:
фаза А – 11-19;
фаза В – 21-29;
фаза С – 31-39;
фаза 0 - 01-09.
5. Фазы разомкнутого треугольника 41-49;
6. Цепи сигнализации постоянного тока 600-699.

5.3. Основные требования к схемам вторичных соединений

Схемы вторичных цепей должны удовлетворять следующим общим требованиям:

1. Четкость построения схем должна позволять быстро ориентироваться и обнаруживать неполадки или ложную работу цепей.
2. Обеспечение надежной работы вторичных цепей каждого присоединения и возможность проверки состояния оперативной цепи в пределах присоединения или любой ячейки РУ. Такая проверка легко осуществляется при питании вторичных цепей каждого присоединения (или системы вторичных цепей комплексного устройства) через индивидуальный автоматический выключатель (предохранители) с вспомогательными контактами для сигнализации об их срабатывании.
3. Исключение ложных (обходных) цепей.

Под ложной цепью понимается не предусмотренная при проектировании цепь, возникновение которой может привести к неправильному действию схемы. Такие ложные цепи могут возникать при отсутствии в схемах необходимых разделительных реле, при нечетком разделении цепей управления и сигнализации, при недоучете возможности возникновения случайных заземлений или разрывов цепи в той или иной части схемы.

В качестве простейшего примера ложной цепи на рис. 5.1 приведены варианты схемы защиты трансформатора. Дифференциальная защиты должна действовать на отключение трансформатора с двух сторон (ВН и НН), а максимальная токовая защита должна производить отключение трансформатора только с одной стороны. При составлении принципиальной схемы релейной защиты в совмещенном виде может быть не обнаружена электрическая связь цепей отключения двух выключателей (ВН и НН). Из развернутой схемы приведенной на рис. 5.1, а следует, что при наличии такой связи (поперечная цепь) неизбежна ложная цепь. Необходимо наличие двух отдельных контактов у реле КАТ1, действующих на два выключателя, как показано на рис. 5.1, б или применение промежуточных реле – рис. 5.1, в.

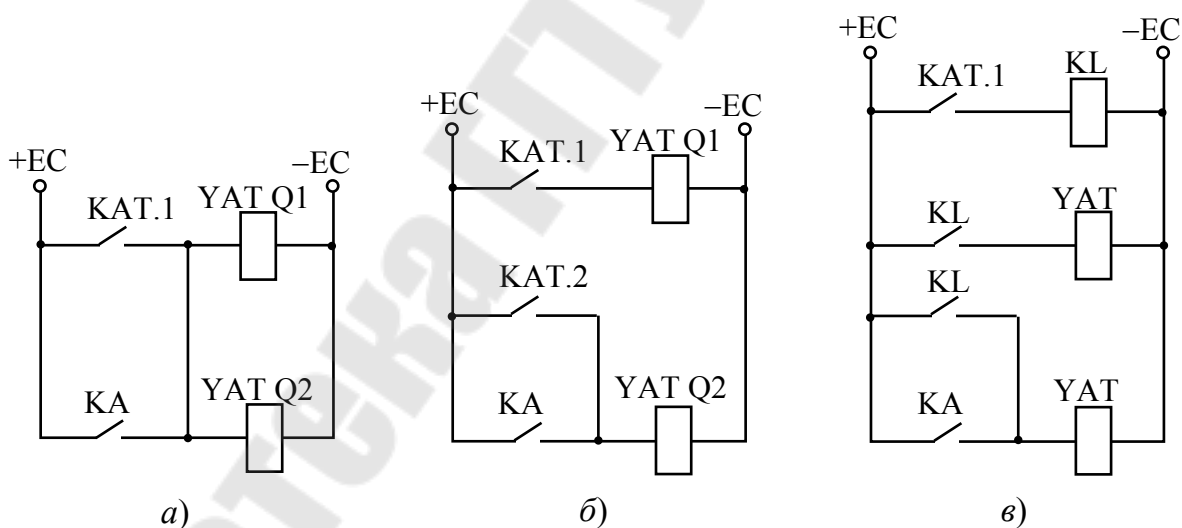


Рис. 5.1. Пример схемы защиты трансформатора:

а) – неправильная; б) и в) – правильная, где:

КАТ – дифференциальное реле; КА – реле тока МТЗ;

KL – промежуточное реле, YAT Q1 – электромагнит отключения выключателя стороны ВН, YAT Q2 – электромагнит отключения выключателя стороны НН

5.4. Схемы управления и сигнализации высоковольтных выключателей

Общие сведения. Для включения и отключения цепей переменного тока высокого напряжения под нагрузкой и при КЗ применяются высоковольтные выключатели (масляные, воздушные, вакуумные и элегазовые).

Операция включения высоковольтного выключателя, удержание его во включенном положении и отключение выполняется при помощи специального механизма, называемого приводом. Привод должен обеспечить не только ручное или дистанционное отключение выключателя, но и автоматическое – при срабатывании релейной защиты.

В зависимости от способа выполнения операции включения различают несколько разновидностей приводов: ручные, пружинные, электромагнитные, электродвигательные и др.

Выключатели с ручным приводом включаются за счет мускульной силы человека, а в пружинных – энергия предварительно сжатых (или растянутых) пружин. Включение электромагнитных приводов производится за счет мощных электромагнитов включения. Выключатели с двигательным приводом включаются с помощью электродвигателя.

Включение высоковольтных выключателей производится действием привода при подаче соответствующей команды от ключа (кнопки) управления, от устройств автоматики или по каналам телемеханики. Команда на включение большинства типов выключателей подается непосредственно на электромагнит включения.

Для отключения выключателей в качестве отключающего элемента используются электромагниты отключения, освобождающие в приводе удерживающее приспособление, а отключение высоковольтных выключателей происходит под действием предварительно сжатых (при операции включения) пружин.

Управление высоковольтными выключателями. Рассмотрим принципы работы и примеры выполнения схем управления и сигнализации высоковольтных выключателей различных типов.

Существует два вида управления выключателями: местное и дистанционное. Под местным управлением понимается управление выключателем с помощью командных аппаратов, расположенных на его приводе или в непосредственной близости от него.

Дистанционное управление высоковольтными выключателями осуществляется со щита управления путем подачи на схему управле-

ния команд «Включить» или «Отключить» при помощи ключа (кнопки) управления. Щит управления может быть удален от управляемых выключателей на значительное расстояние.

Контроль за положением выключателя осуществляется при помощи контрольных ламп или светодиодов. Включенному положению выключателя соответствует свечение красной сигнальной лампы, отключенному – зеленой.

Дистанционное управление выключателями может осуществляться на значительном расстоянии с рабочего места диспетчера по каналам связи через аппаратуру телемеханики или посредством локальной сети микропроцессорных устройств РЗА.

Схема управления высоковольтного выключателя включает в себя командный аппарат (ключ управления или кнопки), реле и вспомогательное оборудование, встроенное в привод формирования управляющих воздействий для него и для контроля его состояния (электромагниты включения и отключения, блок-контакты), провода и контрольные кабели.

Принципы построения схем управления и сигнализации выключателей определяется типом применяемых выключателей и их приводов, родом оперативного тока (постоянный или переменный).

Схемы управления высоковольтными выключателями должны отвечать следующим общим требованиям:

- После завершения операции включения или отключения выполняется автоматический сьем управляющего импульса, поскольку электромагниты и контакторы не рассчитаны на длительное прохождение токов.
- Обеспечивается блокировка от многократных включений и отключений выключателя (блокировка от «прыгания») при включении на КЗ.
- Для предотвращения неполного завершения или срыва операции предусматривается подхват командных импульсов.
- Цепи управления и сигнализации имеют защиту от КЗ предохранителями или автоматическими выключателями. Предусматривается контроль исправности цепей управления и сигнализации.
- Предусматривается непрерывный автоматический контроль исправности цепей включения и отключения выключателя, поскольку обрыв цепи может привести к отказу в срабатывании устройств релейной защиты и автоматики.
- Обеспечивается возможность не только дистанционного

управления или по каналам телемеханики (ключами или кнопками), но и автоматического управления (релейной защитой, АПВ, АВР и др.).

- Выполняется сигнализация положения выключателя, поскольку с места управления не видно положения выключателя.

Принципы выполнения схем управления высоковольтными выключателями, а так же назначение основных ее элементов, показаны на примере схем выполненных на постоянном оперативном токе. На рис. 5.2 – 5.6 приведены элементы схем управления и сигнализации как с новыми, так и со старыми (в скобках) позиционными обозначениями.

Включение выключателя (рис. 5.2) осуществляется подачей команды «Включить» при помощи ключа управления *SA* (КУ) на исполнительный орган – электромагнит (соленоид) включения *YAC* (ЭВ). Параллельно ключу управления подключены так же контакты *AKS* реле автоматического повторного включения (АПВ). Цепи электромагнитов управления привода выключателя должны автоматически размыкаться после завершения операции включения или отключения.

Время, необходимое для включения выключателя составляет доли секунды и поэтому соленоид включения рассчитан на кратковременную работу. Для ограничения длительности протекания тока по катушке электромагнита включения в ее цепь включают блок-контакты выключателя *QF* (В), замкнутые в отключенном положении выключателя и разрывающие цепь после завершения операции включения. Во избежание пригорания контактов ключа управления или контактов реле, блок-контакты регулируются таким образом, чтобы они размыкались первыми.

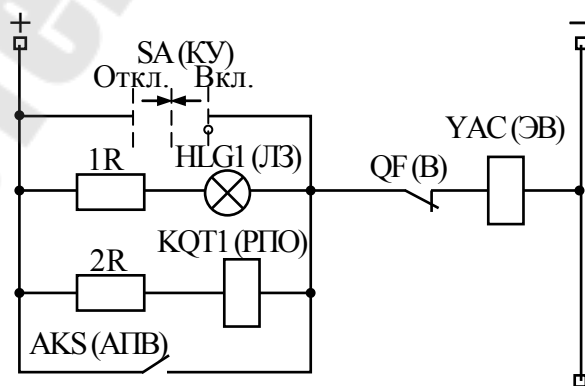


Рис.5.2. Цепи включения выключателя

Для сигнализации отключенного положения выключателя и контроля исправности цепи включения выключателя может быть использована сигнальная лампа НЛ (ЛЗ) зеленого цвета, включенная параллельно контактам ключа управления. Для защиты от ложного включения выключателя при КЗ в самой лампе (например, при ее перегорании) последовательно с ней устанавливается добавочное сопротивление.

В общем случае для сигнализации отключенного положения выключателя и контроля исправности цепи включения выключателя используется реле положения «Отключено» КQT1 (РПО)

Пример цепи отключения выключателя приведен на рис. 5.3. Команда на отключение выключателя от ключа управления SA (КУ) подается на электромагнит отключения YAT (ЭО). Параллельно контактам ключа управления подключены замыкающиеся контакты (PЗ) выходных реле релейной защиты, действующей на отключение выключателя.

Для ограничения длительности протекания тока по катушке электромагнита отключения, в ее цепь включаются блок-контакты выключателя QF (В), замкнутые во включенном положении выключателя, и разрывающие ее цепь после завершения операции отключения.

Для сигнализации включенного положения выключателя и контроля исправности цепи отключения выключателя, аналогично рассмотренной выше цепи включения, могут быть использованы сигнальная лампа НЛ (ЛК) красного цвета, или реле положения «Включено» КQС1 (РПВ), включенные параллельно контактам ключа управления.

Импульс на включение выключателя может длительное время сохраняться из-за приваривания выходных контактов АКС реле АПВ из-за задержки подаваемой команды на включение оператором и по другим причинам. В таком случае при отсутствии специальной блокировки включение выключателя на устойчивое КЗ приводит к его «прыганию»: выключатель будет отключаться действием релейной защиты и вновь включаться на КЗ до тех пор, пока не будет снята команда на включение. Это может привести к повреждению выключателя и к развитию аварии.

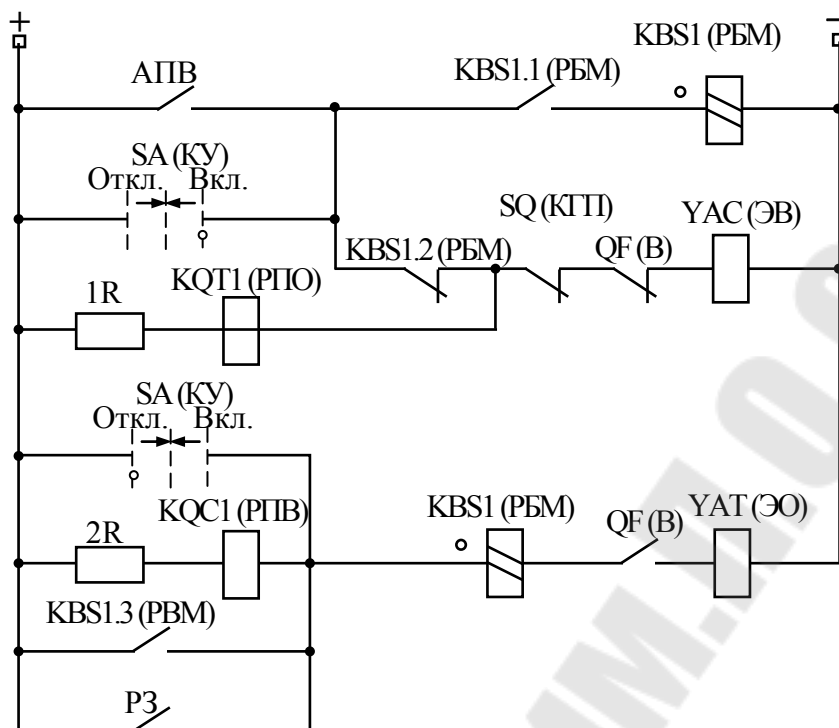


Рис. 5.3. Схема блокировки от «прыгания» с применением специального реле блокировки от многократных включений

Блокировка от прыгания выполняется с использованием специального двухобмоточного реле. Схема блокировки от «прыгания» выключателя со специальным двухобмоточным промежуточным реле KBS1 (РБМ), приведенная на рис. 5.3. Для пружинных приводов в цепь электромагнита включения введен дополнительный блок-контакт SQ (КТП), который замыкается при заведенных пружинах и готовности привода к включению.

Для предотвращения многократных включений выключателя на устойчивое КЗ используется специальное промежуточное реле РБМ, например, типа РП-232 имеющее две обмотки: последовательную (токовую) рабочую и удерживающую параллельную (обмотку напряжения). При отключении выключателя, реле KBS1 (РБМ) срабатывает при прохождении тока по катушке электромагнита отключения выключателя, самоудерживается через контакт KBS1.3 до отключения выключателя. И если к моменту отключения выключателя команда на включение еще сохранилась, реле KBS1 (РБМ) удерживается в срабатанном положении через контакт KBS1.1 (РБМ) до снятия команды на включение выключателя. При этом, размыкающий контакт KBS1.2

(РБМ) разрывает цепь электромагнита включения, блокируя включение выключателя.

Включающие электромагниты высоковольтных выключателей с электромагнитным приводом потребляют значительный ток, достигающий сотен ампер. Так как контакты ключа управления и промежуточных реле рассчитаны на замыкание цепей с током не превышающим 10-15 А, и цепи электромагнита включения отделены от остальных цепей управления и команда включения подается через промежуточный контактор, коммутирующий цепь электромагнита (соленоида) включения. Пример схемы силовых цепей соленоида включения приведен на рис. 5.6.

Силовые шинки питания электромагнитов включения (+EY, -EY) обычно выполняются по схеме разомкнутого кольца, позволяющей выполнять их секционирование, выделять и резервировать поврежденный участок.

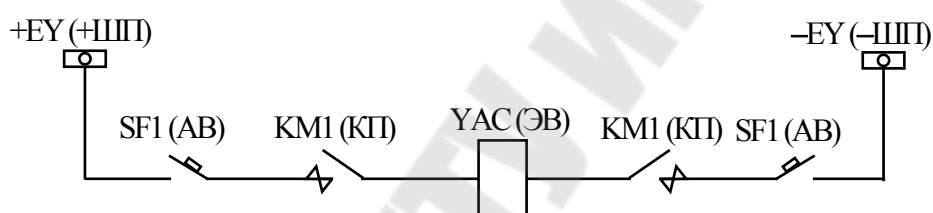


Рис. 5.6. Схема силовых цепей электромагнита включения выключателя

Электромагнит включения выключателя подключается к шинкам питания через автоматический выключатель или предохранители, служащие для защиты силовых цепей от КЗ и для защиты электромагнитов от длительного протекания тока при неисправности привода.

Коммутация цепей электромагнита осуществляется контактами контактора KM1 (КП), оснащенными дугогасящими камерами. Капсула контактора включается в схему управления выключателя (рис. 5.6) вместо электромагнита включения YAC (ЭВ).

5.5. Управление и сигнализация вакуумных выключателей

Наибольшее распространение в сетях получили вакуумные выключатели: серии ВВ/TEL-10, производства фирмы «Таврида Электрик»; серий ВР и ВБЗП-35 (ВБЗЕ-35), производства ОАО РЗВА; серии ВВВ-10 (РЗВА) и их дальнейшей модификации ВВЕЛ-10, а также других серий.

Для включения выключателя ВВ/TEL на параллельно соединенные катушки электромагнитных приводов фаз выключателя подается импульс тока от предварительно заряженных конденсаторов. При этом замыкается силовая цепь в вакуумных камерах и сжимаются отключающие пружины.

Удержание деталей выключателя во включенном положении осуществляется за счет «магнитной защелки» – остаточного магнетизма стальных подвижных и неподвижных полюсов электромагнитов. Отключение выключателя ВВ/TEL производится путем подачи на полюсные электромагниты размагничивающего импульса обратной полярности.

Для формирования управляющих импульсов вакуумного выключателя ВВ/TEL служат специальные электронные блоки, использующие энергию предварительно заряженных конденсаторов.

Вследствие практически полного отсутствия в приводе ВВ/TEL-10 механики, выключатели очень надежны и долговечны, и практически, не нуждаются в обслуживании на протяжении всего срока эксплуатации. Коммутационный ресурс выключателя при максимальном токе отключения составляет 1 млн. циклов включить-отключить.

Для управления (включения и отключения) вакуумными выключателями ВВ/TEL-10, а также для сопряжения с устройствами релейной защиты и автоматики используются специальные привода - электронные блоки управления ВU/TEL, подающие на электромагниты привода управляющие импульсы от предварительно заряженных батарей конденсаторов. Блоки управления имеют малое энергопотребление от цепей оперативного тока и могут работать в широком диапазоне питающего напряжения. В качестве блок-контактов выключателя ВВ/TEL-10 используются герметические магнитоуправляемые контакты – герконы.

Выключатели ВВ/TEL-10 отличаются малым весом и габаритами, позволяющими легко и просто монтировать его в ячейки КРУ и КСО любых типов.

Включить выключатель ВВ/TEL-10 вручную при отсутствии напряжения оперативного тока невозможно. Для включения его, в таком случае, предусмотрен вспомогательный вход по питанию для подключения аккумуляторной батареи напряжением 12 В.

Предусматривается только ручное отключение выключателя при помощи кнопки аварийного отключения, которая воздействует на якоря электромагнитов и механически разрывает магнитную систему.

При применении ВВ/TEL-10 на переменном оперативном токе, предусматривается его отключение от цепей трансформаторов тока присоединения.

Для управления выключателями ВВ/TEL-10 применяются блоки ВU/TEL-05А, ВU/TEL-10 и ВU/TEL-12. Выбор типа блока управления зависит от рода оперативного напряжения (постоянное, переменное, выпрямленное), его источников, типа и объема устройств РЗА и др. параметров. Блок ВU/TEL-12 выполнен на микропроцессорной базе.

В настоящее время для комплектации ВВ/TEL-10 наиболее широкое распространение получили **блоки управления типа ВU/TEL-05А**, используемые только в комплекте с блоком питания ВР/TEL-02А. Так как блок питания ВР/TEL-02А имеет гальваническую связь входных и выходных цепей, применение блоков ВU/TEL-05А и ВР/TEL-02А на постоянном и выпрямленном оперативном токе не рекомендуется. Для гальванической развязки цепей при использовании этих блоков на переменном оперативном токе используется разделительный трансформатор 220/220 В, входящий в комплект поставки.

На рис. 5.12 приведен пример выполнения схемы управления, автоматики и защиты вакуумного выключателя ВВ/TEL-10 на переменном оперативном токе с использованием блока управления ВU/TEL-05А и блока питания ВР/TEL-02А. Защита и автоматика выключателя выполнена на базе микропроцессорного устройства УЗА-10А.2.

Питание схемы управления вакуумного выключателя ВВ/TEL-10 и устройства УЗА-10А.2 осуществляется от шин переменного оперативного тока ЕС1 (1ШУ) и ЕС2 (2ШУ) через автоматический выключатель SF1. Кроме того, цепи защиты УЗА-10 и отключения ВВ/TEL-10 могут питаться только от цепей трансформаторов тока защищаемого присоединения (рис. 5.12).

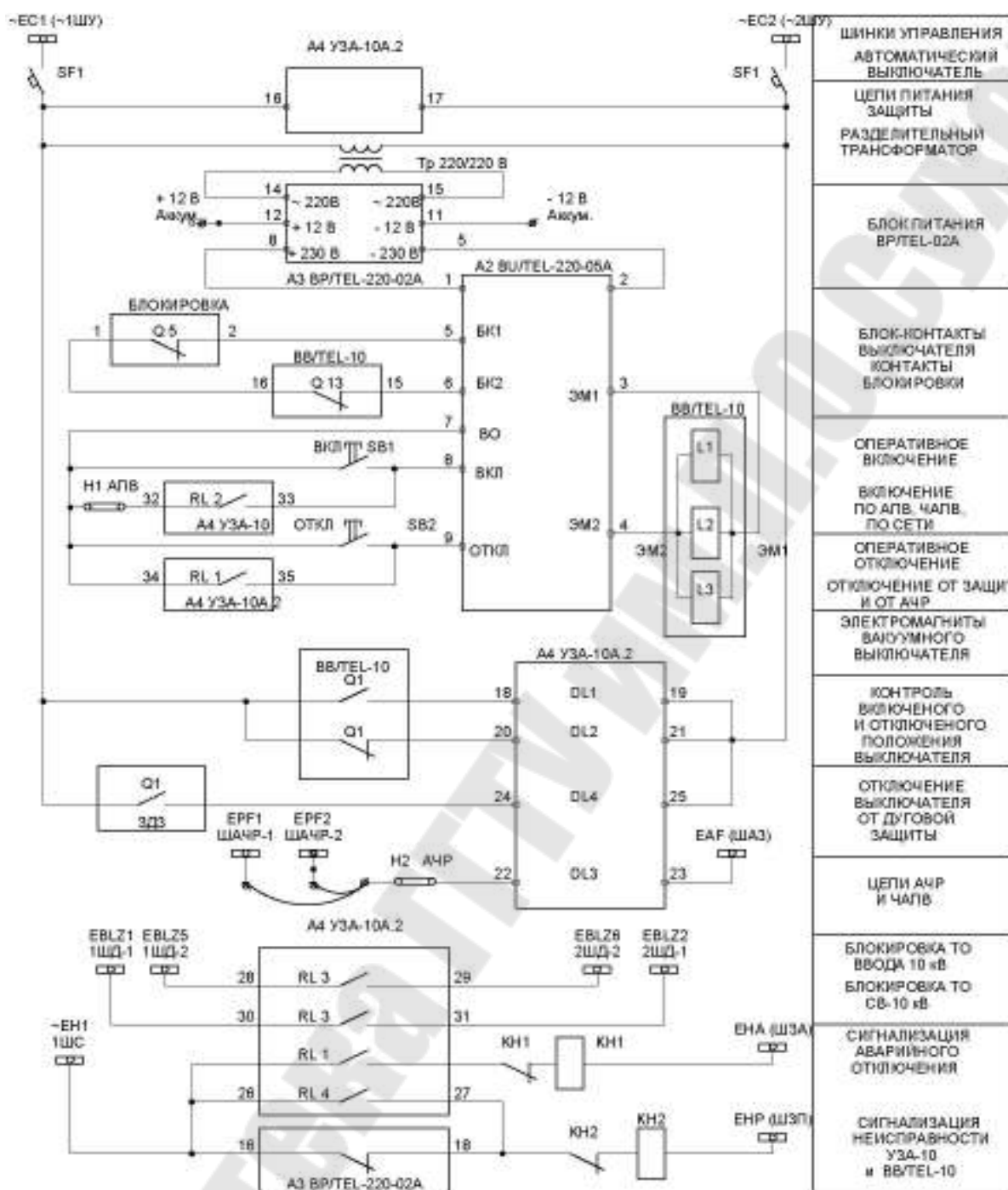


Рис.5.12. Схема цепей управления и автоматики и защиты с вакуумным выключателем ВВ/TEL-10 на переменном оперативном токе с блоками ВU/TEL-220-05А и ВР/TEL-220-02А и микропроцессорным устройством УЗА-10А.2

Блок питания ВР/TEL-02А содержит импульсный преобразователь, от которого заряжается до напряжения 230 В встроенная в блок конденсаторная батарея емкостью 5000 мкф. Энергия предварительно заряженных конденсаторов используется для включения и отключе-

ния выключателя. Необходимо учитывать, что при разряженных конденсаторах, через блок ВР/TEL-02А в момент включения напряжения питания кратковременно протекает ток до 2 А.

Для управления выключателем при отсутствии напряжения оперативного тока, предусматривается возможность питания блока ВР/TEL-02А от постороннего источника – аккумулятора напряжением 12 В.

Напряжение от заряженных конденсаторов блока питания ВР/TEL-02А подается на электронный блок управления ВU/TEL-220-05А, служащий для формирования управляющих импульсов полюсных электромагнитов выключателя (L1, L2, L3). Управление выключателем осуществляется контактами ключа (кнопки) управления (SB1 – «Включить», SB2 – «Отключить»), или контактами устройства УЗА-10 (RL1 – «Включить», RL2 – «Отключить»).

Напряжение от заряженных конденсаторов блока питания ВР/TEL-02А подается на электронный блок управления ВU/TEL-220-05А, служащий для формирования управляющих импульсов полюсных электромагнитов выключателя (L1, L2, L3). Управление выключателем осуществляется контактами ключа (кнопки) управления (SB1 – «Включить», SB2 – «Отключить»), или контактами устройства УЗА-10 (RL1 – «Включить», RL2 – «Отключить»).

Для включения выключателя необходимо замкнуть выводы 7 («ВО») и 8 («Вкл.») блока ВU/TEL-220-05А. Для отключения выключателя необходимо замкнуть выводы 7 («ВО») и 9 («Откл.») блока ВU/TEL-05А. Входы управления блока ВU/TEL-220-05А имеют входное сопротивление около 15 кОм. Поэтому, во избежание наводок, цепи управления должны быть возможно короче, не более 15 м.

Предусматривается электрическая (контакты QS специального блокиратора, входящего в комплект поставки) и механическая блокировка включения выключателя ВВ/TEL-10 при операциях с выкатной тележкой (разъединителями). Цепь БК1 – БК2, разрешающая операцию включения, контролирует отключенное положение выключателя – контакт Q13 выключателя и отключенную блокировку – контакт QS блокиратора.

Оперативное включение выключателя осуществляется при помощи кнопки SB1 «Включить». В цепь включения выключателя введены так же контакты выходного реле устройства УЗА-10А.2 – RL2,

которые служат для включения выключателя по АПВ, ЧАПВ, или по сети передачи информации. Устройство УЗА-10 имеет внутренний пуск АПВ по факту работы защиты. Накладка Н1 «АПВ» служит для запрета включения по АПВ, ЧАПВ и по сети передачи информации.

Оперативное отключение выключателя осуществляется при помощи кнопки SB2 «Отключить». В цепь отключения выключателя введены так же контакты выходного реле устройства УЗА-10А.2 – RL1, которые служат для отключения выключателя от защиты, по АЧР или по сети передачи информации.

Напряжение переменного оперативного тока подается на дискретные входы DL1 и DL2 устройства УЗА-10 через блок-контакты выключателя Q (замыкающиеся и размыкающиеся), служащие для контроля положения выключателя. Дискретный вход DL1 используется для ускорения МТЗ после АПВ. Дискретный вход DL2 используется для контроля отключенного положения выключателя. При наличии напряжения на этом входе светится светодиод 6 на корпусе УЗА-10.

Напряжение на дискретный вход DL3, служащий для реализации функций АЧР и ЧАПВ, подается от шин АЧР. Напряжение на дискретный вход DL5, служащий для отключения выключателя от внешнего сигнала, подается через контакты защиты от дуговых замыканий в камере КРУ. Наличие сигнала на этом входе индицируется светодиодом на лицевой панели УЗА-10.

Два независимых контакта выходного реле RL3, служащего для реализации логической защиты шин, используются для блокировки ТО ввода (шинки EBLZ1 и EBLZ2) и СВ (шинки EBLZ5 и EBLZ6).

Второй независимый контакт выходного реле RL1, подключенный к шинке аварийной звуковой сигнализации ЕНА (ШЗА) через указательное реле КН1, используется для сигнализации аварийного отключения выключателя.

Контакт выходного реле RL5 устройства УЗА-10, и контакт блока питания ВР/TEL-220-02А, используемые для сигнализации об их неисправности, через указательное реле КН2 подключены к шинке предупредительной звуковой сигнализации ЕНР (ШЗА).

Схема токовых цепей защиты и управления выключателя приведена на рис. 5.13. Трансформаторы тока ТА фаз А и С присоединены соединены в схему неполной звезды. На ток фаз А и С включены токовые входы устройства УЗА-10 и блока управления ВУ/TEL-220-02А. Токовые входы УЗА-10 служат для контроля тока

защищаемого присоединения. Кроме того, от цепей трансформаторов тока осуществляется питание защиты при отсутствии напряжения переменного оперативного тока. Для отключения выключателя в этом случае, используются токовые входы блока управления, обеспечивающие его отключение при токе более 3 А.

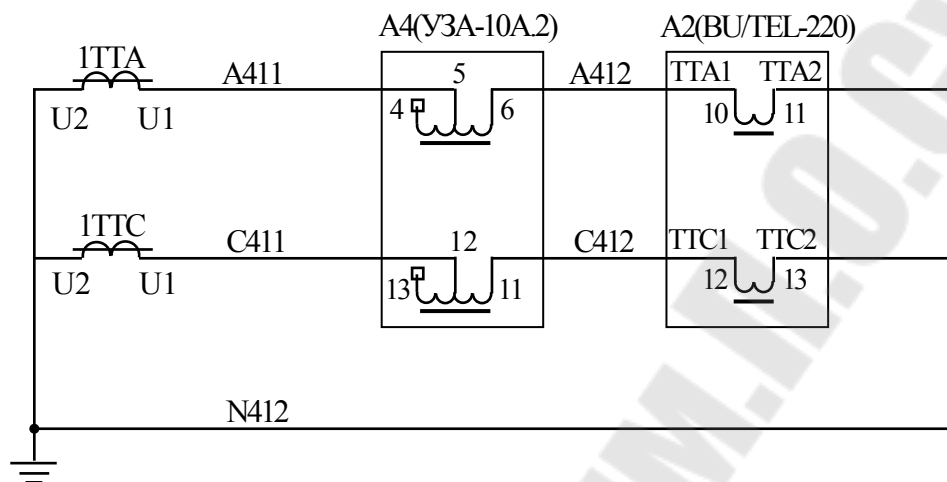


Рис. 5.13. Схема токовых цепей защиты и управления ВВ/TEL-10

При «холодном» (после длительного отсутствия напряжения оперативного тока) включении на КЗ, УЗА-10А.2 действует на отключение выключателя с задержкой не более 0,2 с, необходимых для подготовки устройства к работе. Таким образом, обеспечивается надежная работа устройств защиты и автоматики выключателя во всех режимах.

Контрольные вопросы

1. Каково назначение схем вторичных соединений?
2. Приведите условные обозначения основных элементов схем вторичных соединений.
3. Какие основные требования предъявляются к схемам вторичных соединений?
4. Назовите основные типы, достоинства и недостатки силовых высоковольтных выключателей.
5. Как осуществляется управление и сигнализация силовых высоковольтных выключателей?
6. Каковы основные требования, предъявляемые к схемам управления и сигнализация силовых высоковольтных выключателей?
7. Как осуществляется блокировка от прыгания силовых высоковольтных выключателей?
8. Назовите основные элементы схем управления и сигнализация масляных высоковольтных выключателей с пружинным приводом.
9. Назовите основные элементы схем управления и сигнализация вакуумных выключателей.

6. МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ (ЦИФРОВЫЕ) УСТРОЙСТВА РЗА

ЛЕКЦИЯ № 6

Содержание лекции

- 6.1. Основные характеристики микропроцессорных устройств.
- 6.2. Описание микропроцессорных устройств РЗА.
- 6.3. Проводные каналы связи.
- 6.4. Особенности эксплуатации микропроцессорных защит.
- 6.5. Помехозащищенность цифровых реле.
- 6.6. Испытания аппаратуры на помехозащищенность.
- 6.7. Использование цифровых реле в качестве элементов АСУ ТП.
- 6.8. Техническое обслуживание цифровых реле.

6.1. Основные характеристики микропроцессорных устройств

Большинство фирм-производителей оборудования РЗА переходит на цифровую элементную базу. Переход на новую элементную базу не приводит к изменению принципов РЗА, а только расширяет ее функциональные возможности, упрощает эксплуатацию и снижает ее стоимость. По этим причинам микропроцессорные устройства очень быстро занимают место электромеханических и электронных реле.

Лидерами в производстве микропроцессорных устройств РЗА являются европейские концерны AREVA, ABB, SIEMENS и др. Цифровые защиты, выпускаемые этими фирмами, имеют высокую стоимость, которая окупается их высокими техническими характеристиками и многофункциональностью.

Основные характеристики микропроцессорных защит значительно выше, чем электромеханических или электронных. Так, коэффициент возврата измерительных органов составляет 0,95...0,97 (вместо 0,80...0,85 у электромеханических реле), аппаратная погрешность – в пределах 2...5 %, мощность, потребляемая от измерительных трансформаторов тока и напряжения, находится на уровне 0,1...0,5 В·А (вместо 10...50 В·А у электромеханических реле).

ЦР требуется надежный источник питания. Практически независимо от числа реализуемых функций, цифровое устройство РЗ потребляет от сети оперативного тока мощность порядка 5...20 Вт.

Собственное время срабатывания измерительных органов циф-

ровых реле осталось практически таким же, как у их электромеханических аналогов.

Цифровые устройства РЗА совмещают в рамках единого комплекта 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.

6.2. Описание микропроцессорных устройств РЗА

Структурная схема. Цифровые устройства РЗА различного назначения имеют много общего, а их структурные схемы очень схожи и представлены на рис. 6.1. Центральным узлом цифрового устройства является микропроцессор (МП), который через свои устройства ввода-вывода обменивается информацией с периферийными узлами. С помощью этих дополнительных узлов осуществляется сопряжение микропроцессора с внешними датчиками исходной информации, объектом управления и т. е.

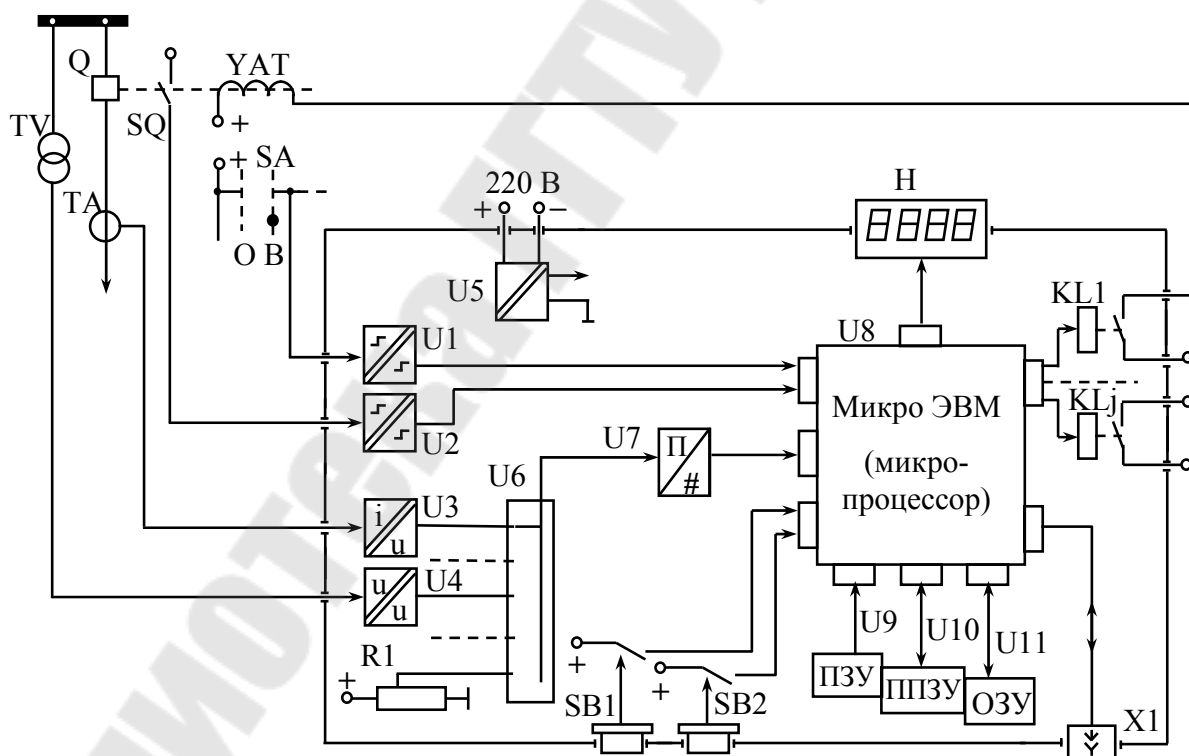


Рис. 6.1. Структурная схема цифрового устройства защиты

В реальном устройстве РЗА может использоваться несколько МП, каждый из которых будет занят решением отдельного фрагмента

общей задачи с целью обеспечения высокого быстродействия. Так, фирма *ALSTOM*, для этой цели использует один мощный МП, а фирма *ABB* использует от 4 до 10 МП.

Основными узлами цифрового устройства РЗА являются:

- входные U1-U4 и выходные KL1-KLj преобразователи сигналов,
- тракт аналого-цифрового преобразования U6, U7,
- кнопки управления и ввода информации от оператора SB1, SB2,
- дисплей H для отображения информации,
- блок питания U5.
- цифровые устройства, как правило, оснащаются и коммуникационным портом X1 для связи с другими устройствами.

Основные функции вышеперечисленных узлов следующие:

Входные преобразователи U1-U4 обеспечивают гальваническую развязку внешних цепей от внутренних цепей устройства. Одновременно, входные преобразователи осуществляют приведение контролируемых сигналов к единому виду (как правило, к напряжению) и нормированному уровню. Здесь же осуществляется предварительная частотная фильтрация входных сигналов перед их аналого-цифровым преобразованием. Одновременно принимаются меры по защите внутренних элементов устройства от воздействия помех и перенапряжений. Различают преобразователи входных сигналов аналоговые (U3, U4) и логические (U1, U2).

Аналоговые преобразователи входных сигналов (U3, U4) стремятся обеспечить линейную (или нелинейную, но с известным законом) передачу контролируемого сигнала во всем диапазоне его изменения.

Преобразователи логических сигналов U1, U2, наоборот, выполняют чувствительными только к узкой области диапазона возможного нахождения контролируемого сигнала.

Сигналы, контролируемые устройствами РЗА, имеют в общем случае разную физическую природу – токи, напряжения, температура и т. д. Чаще всего устройства РЗА работают с сигналами от источников переменного тока и напряжения, с традиционными номинальными уровнями: 5 А, 100 В. Такие уровни сигналов обеспечивают необходимую помехозащищенность, но совершенно неприемлемы для обработки в электронных схемах. При подключении микропроцессорных устройств к ТТ и ТН требуется приведение их сигналов к едино-

му виду и диапазону изменения, приемлемому для обработки электронными узлами.

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

Выходные релейные преобразователи KL1-KLj. Воздействия цифровых реле на защищаемый объект традиционно осуществляется в виде дискретных сигналов управления. При этом выходные цепи устройства защиты выполняются так, чтобы обеспечить гальваническую развязку коммутируемых цепей как между собой, так и относительно внутренних цепей цифровых реле. Выходные преобразователи должны обладать соответствующей коммутационной способностью.

В цифровых защитах выходными реле являются промежуточные электромагнитные реле. Контактная пара пока еще остается вне конкуренции как единственное устройство, обеспечивающее видимый разрыв в коммутируемой цепи. К тому же это и самое дешевое решение. Как правило, в цифровых устройствах РЗА применяются несколько типов малогабаритных реле: с большей коммутационной способностью – для работы непосредственно в цепях управления выключателей, с меньшей – для работы в цепях сигнализации. Мощные реле способны включать цепи с током примерно 5...50 А. Отключающая способность сигнальных реле обычно не превышает 0,15 А.

Тракт аналого-цифрового преобразования включает мультиплексор U6 и собственно аналого-цифровой преобразователь (АЦП) – U7. Мультиплексор – это электронный коммутатор, поочередно подающий контролируемые сигналы на вход АЦП. Применение мультиплексора позволяет использовать один АЦП (как правило, дорогостоящий) для нескольких каналов. В АЦП осуществляется преобразование мгновенного значения входного сигнала в пропорциональное ему цифровое значение. Преобразования выполняются с заданной периодичностью. Далее в микропроцессоре по этим выборкам из входных сигналов рассчитываются интегральные параметры контролируемых сигналов – их амплитудные или действующие значения.

Блок питания (БП) – U5 обеспечивает стабилизированным напряжением все узлы рассматриваемого устройства, независимо от

возможных изменений напряжения в питающей сети. Обычно – это импульсный БП от сети постоянного тока. Имеются также блоки питания от цепей переменного тока и напряжения.

Дисплеи и клавиатура позволяют оператору получить информацию от устройства, изменять режим его работы, вводить новую информацию. Надо отметить, что дисплей H и клавиатура $SB1$, $SB2$ в цифровых реле реализуются в максимально упрощенном виде: дисплей – цифробуквенный, одно- (или несколько) строчный, клавиатура – несколько кнопок. Для отображения информации в реле используются и отдельные светодиодные индикаторы, а также табло и даже графические экраны. Для простоты совокупность элементов визуального отображения информации в реле называется **дисплеем**.

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

Число кнопок, используемых в клавиатурах различных устройств РЗ, варьируются от двух до десяти. Чем больше кнопок в клавиатуре, тем удобнее и быстрее можно вводить информацию в устройство. Однако кнопки являются наиболее ненадежными элементами цифровой аппаратуры. Поэтому там, где пользоваться клавиатурой приходится крайне редко, стремятся использовать минимальное число кнопок. Минимальное число кнопок клавиатуры, позволяющее вводить любую информацию равно двум, оптимальное – 5: вверх, вниз, влево, вправо, ввод.

6.3. Проводные каналы связи

В качестве проводных каналов связи используются:

– **Электрические кабели.** Для передачи импульсных сигналов по **проводным каналам связи** (телефонным линиям), используют модемы. Как следует из названия, модем (МоДем = Модулятор + Демодулятор) обеспечивает преобразование импульсных сигналов в тональные сигналы путем модуляции несущей частоты. Современные модемы обеспечивают полnodуплексную связь, т. е. передачу информации по одному телефонному каналу одновременно в обоих направлениях, например, при передаче в одном направлении используется несущая частота 1200 Гц, а в другом – 2400 Гц.

– **Световоды.** На рис. 6.2 представлена схема передачи информации с использованием волоконно-оптического канала связи.

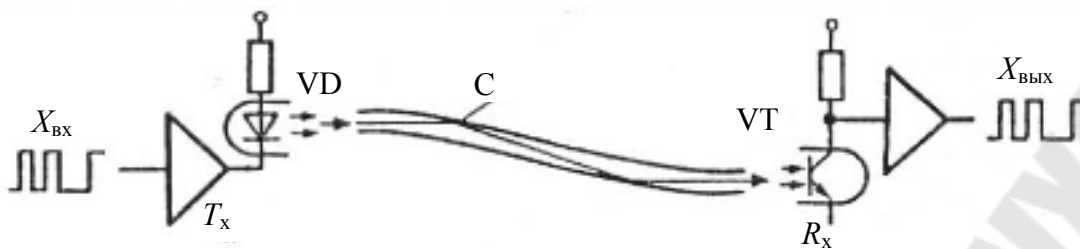


Рис. 6.2. Схема передачи информации с использованием волоконно-оптического канала связи

Основными компонентами этой системы являются: оптический излучатель VD, световод C и светочувствительный элемент (фотоприемник) VT. В качестве излучателей используются полупроводниковые светодиоды и последнее достижение оптоэлектроники – недорогие твердотельные диодные лазеры.

Волоконно-оптический кабель (ВОК) является сложным сооружением, где, кроме обеспечения минимальных потерь энергии при передаче, достаточно много внимания уделено защите световода от внешних воздействий.

Световоды, по сравнению с электрическими кабелями, обладают рядом достоинств:

- высокая помехозащищённость в условиях электромагнитных полей;
- большая пропускная способность. По сравнению с коаксиальными кабелями, в которых скорость и потери существенно зависят от частоты, дисперсия (зависимость фазовой скорости волны от частоты) ВОК незначительна, а, следовательно, в них в меньшей степени наблюдается уширение импульсов;
- безопасность при эксплуатации. Исключается вынос электрического потенциала из электроустановки; невозможно возгорание кабеля по причине короткого замыкания;
- не используется дефицитная медь, что делает их потенциально дешевле в перспективе при отработке технологии производства оптоволоконка;
- высокие эксплуатационные характеристики: малый радиус изгиба, не критичность к условиям прокладки (возможна прокладка рядом с силовыми кабелями), малые массогабаритные показатели и т. д.

Основным же недостатком ВОК является сложность сопряжения (стыковки) световодов между собой, а также с излучателями и приемниками сигналов. Это обуславливается малым сечением волокна (диаметр 0,125 мм и менее). По этой причине одножильные кабели протяженностью до нескольких десятков метров в настоящее время считаются неремонтопригодными. Однако технология сращивания оптических кабелей быстро совершенствуется.

6.4. Особенности эксплуатации микропроцессорных защит

Надежность функционирования систем с цифровыми реле. Одной из особенностей цифровых устройств является относительная простота организации контроля исправности аппаратной части и программного обеспечения. Этому благоприятствует циклический режим работы микропроцессора по заложенной в ЦР программе. Отдельные фрагменты этой программы и выполняют самотестирование устройства защиты. В арсенале разработчиков цифровой аппаратуры имеется целый набор типовых решений в части тестирования.

В цифровых реле при самоконтроле используются следующие приемы:

– Неисправность тракта аналого-цифрового преобразования с большой глубиной охвата входящих в него узлов обнаруживается путем периодического считывания опорного (неизменного по времени) напряжения. Если микропроцессор (МП) обнаруживает расхождение между последним и ранее полученным результатом, то он формирует сигналы неисправности.

– Исправность ОЗУ проверяют, записывая в ячейки заранее известные числа и сравнивая результаты, получаемые при последующем считывании.

– Рабочая программа, хранимая в ПЗУ, периодически рассматривается МП как набор числовых кодов. МП выполняет их формальное суммирование, а результат сравнивает с контрольной суммой, хранимой в заранее известной ячейке. Целостность обмоток выходных реле проверяется при кратковременной подаче на них напряжения и контроле обтекания их током.

– Периодически выполняется самотестирование МП, измеряются параметры блока питания и других важнейших узлов устройства. На случай выхода из строя самого МП, осуществляющего самоконтроль, в цифровых устройствах предусматривается специальный сторожевой таймер. При неисправности МП «зависает». Это обнаружи-

вает сторожевой таймер и формирует сигнал тревоги. При необходимости блокируются наиболее ответственные узлы устройства защиты.

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

В аналоговых системах РЗ, как правило, предусматривается лишь периодический тестовый контроль работоспособности аппаратной части, причем с участием человека. При периодическом контроле возможна эксплуатация неисправной системы РЗ в течение достаточно длительного времени – до момента очередной плановой проверки.

Таким образом, можно говорить о более высокой надежности функционирования цифровых устройств. Следовательно, цикл их технического обслуживания может быть теоретически увеличен до 10-12 лет. Однако пока отсутствует необходимый практический опыт, подтверждающий это положение. Поэтому в энергосистемах существует мнение, что цикл их технического обслуживания следует сохранить на уровне микроэлектронных защит 6 лет.

Следует иметь в виду, что в состав защиты входят также цепи вторичной коммутации, которые практически не изменились и по-прежнему требуют периодической проверки.

Следует также представлять себе, что если защита в процессе контроля выявила неисправность, то оборудование оставлено без защиты. Поэтому в силе должны быть оставлены требования о ближнем и дальнем резервировании.

6.5. Помехозащищенность цифровых реле

Помехозащищенность – это способность аппаратуры правильно функционировать в условиях электромагнитных помех.

Необходимая помехозащищенность обеспечивается только при комплексном решении ряда вопросов, как-то:

- обеспечение должного превышения уровней информационных сигналов над уровнем помех. В этой связи в энергетике используются сигналы с номинальными уровнями 5 А и 100 В;
- правильная прокладка линий связи датчиков информации с устройствами РЗ, а при необходимости – защита линий связи

от действия помех и подавления самих помех;

- правильное конструирование аппаратной части устройства РЗ.

Если решение последнего вопроса находится исключительно в ведении разработчиков аппаратуры, то вопросы защиты каналов связи от помех должны решаться на стадии проектирования и в ходе эксплуатации системы защиты.

6.6. Испытания аппаратуры на помехозащищенность

Ввиду того, что учесть все паразитные связи между различными цепями реального устройства практически невозможно, единственным критерием должной помехозащищенности аппаратуры могут быть только ее натурные испытания. Причем эти испытания должны проводиться по единым нормам, чтобы можно было сопоставлять оборудование разных фирм.

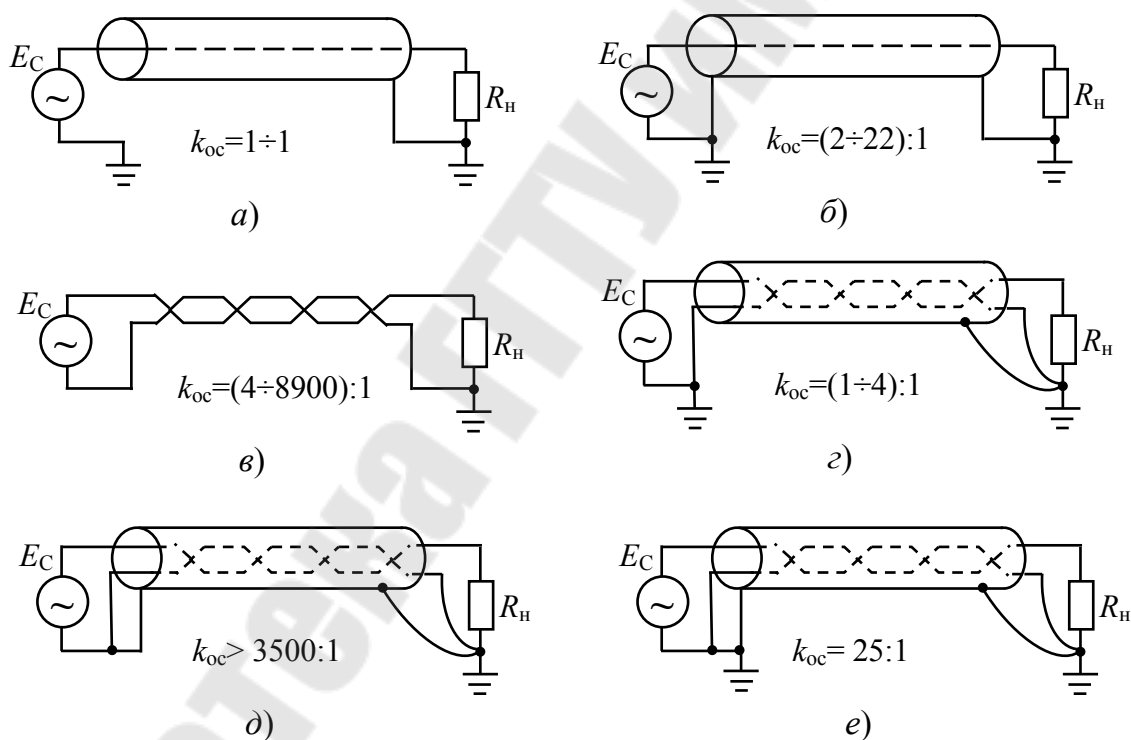


Рис. 6.3. Эффективность различных экранов

В части испытаний измерительных реле и защитного оборудования во всем мире придерживаются рекомендаций Международной Электротехнической Комиссии (МЭК).

В соответствии с нормами МЭК, при испытаниях тестовые воздействия прикладываются между любыми независимыми входами

устройства (рис. 6.3, а) и между каждым входом и землей (рис. 6.3, б). В нормах МЭК подробно оговариваются параметры источников сигналов и методика испытания.

Испытание на высокочастотные помехи (МЭК 255-22-1). Рекомендуемое тестовое воздействие имитирует помехи коммутационного происхождения. Пачки затухающих высокочастотных колебаний возникают при включении или отключении линий в электрических сетях и при однофазных замыканиях. Частота колебаний, генерируемых сетью, может изменяться от единиц герц до десятков и сотен гигагерц. В качестве испытательного воздействия приняты наиболее реальные высокочастотные колебания с амплитудой 2,5 кВ.

Испытание на электростатический разряд (МЭК 255-22-2). При этом испытании внешний электрический заряд переносится на устройство либо через воздушный промежуток (исходный потенциал 8 кВ), либо через емкость 150 пФ при контактном воздействии (исходный потенциал 6 кВ).

Испытания кратковременными импульсами (МЭК 255-22-4). Этот вид тестирующего воздействия также выбран из практических соображений. Импульсы наводятся в жилах контрольных кабелей под воздействием грозовых разрядов. Для грозовых импульсов характерен крутой фронт и относительно медленный спад. Однако тестовые импульсы имеют срез и на спаде срезанный импульс, что имитирует работу разрядников, устанавливаемых на линиях для борьбы с грозовыми перенапряжениями. Обычно подается по три импульса разной полярности с амплитудой до 5 кВ и интервалом 5...10 с.

Испытания диэлектрической прочности изоляции (МЭК 255-5). При испытании используется напряжение 2 кВ промышленной частоты, подаваемое на оборудование в течение 1 мин. Это испытание фактически дает гарантию безопасности обслуживания устройства, а не проверяет его стойкость помехам.

6.7. Использование цифровых реле в качестве элементов АСУ ТП

Цифровые устройства РЗ сегодня становятся частью автоматизированных систем управления технологическим процессом (АСУ ТП).

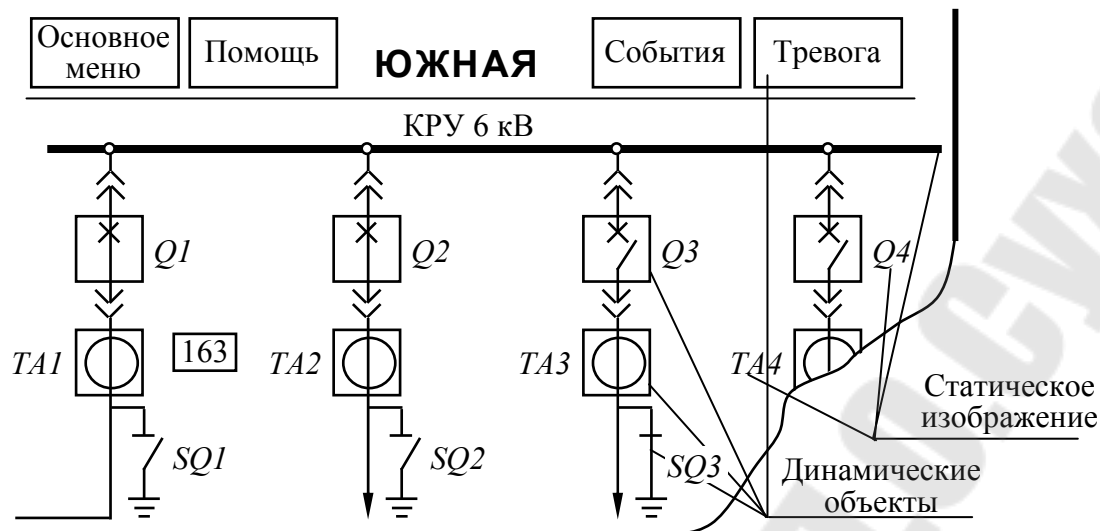


Рис. 6.4 Вывод информации на дисплей

Главными функциями АСУ ТП являются отображение технологического процесса (на мнемосхемах, в средствах сигнализации об аварийных ситуациях и т. п.), ведение отчетов и обеспечение связи оператора с управляемым им процессом. АСУ ТП являются системами реального времени и в настоящее время строятся на основе персональных и специализированных устройств, с помощью которых обеспечивается связь с датчиками информации, обработка получаемой информации и представление ее в удобном виде для диспетчерского управления.

С позиций АСУ ТП цифровые устройства РЗ являются окончательными устройствами.

Программное обеспечение для АСУ ТП непрерывно совершенствуется. Рабочие программы АСУ ТП создаются из готовых библиотечных функций с использованием простых языков программирования. Например, создание рабочего окна на экране ПЭВМ (рис. 6.25) включает несколько этапов:

- создание статического изображения рабочего окна. Статическое изображение рабочего окна включает фон (мнемосхему объекта), неизменные надписи и т. п. Для создания статического изображения, как правило, используются внешние графические редакторы, а готовое изображение затем передается в общий программный пакет.

- формирование динамических объектов рабочего окна. Динамические объекты создаются при помощи специализированного графического редактора, также построенного на основе использования библиотечного принципа. Внешний вид динамических объектов может

изменяться в зависимости от фактического состояния отображаемого объекта. Например, в поле выключателя формируется изображение либо замкнутого, либо разомкнутого контакта. Динамическим объектам присваиваются логические имена, под которыми они фигурируют в алгоритме управления.

– обработку информации: формирование отчетов, построение трендов и т. д. (Тренд – это графическое отображение изменения параметра процесса во времени). При использовании типовых программных пакетов проектировщик АСУ путем ответов на вопросы ПЭВМ осуществляет привязку логических имен динамических объектов к конкретным первичным устройствам ввода-вывода информации (реле, терминалам и т. п.).

Обычно библиотеки программного обеспечения для АСУ ТП содержат типичный набор функций для реализации:

- органов управления (выключателей, разъединителей и т. п.);
- экранных элементов для отображения параметров процесса (в виде цифровых или аналоговые индикаторов и табло);
- возможности создания и ведения архивов событий и аварий, а также отслеживания параметров процесса с выборкой значений через заданные промежутки времени;
- представления информации в удобном для оператора виде, например, гистограммами или временными графиками;
- средств защиты от несанкционированного доступа в систему с использованием паролей и т. п.

Таким образом, цифровые реле позволяют создавать локальные (на одном объекте) или глобальные (на предприятии) автоматизированные системы управления электрическими сетями.

6.8. Техническое обслуживание цифровых реле

Все виды технического обслуживания, проверки и периодичность их проведения регламентируются правилами технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики. Требования к техническому обслуживанию конкретного устройства РЗА (объемы, периодичность и методы обслуживания) определяются его изготовителем и включаются в ТЗ, ТУ и инструкции по эксплуатации.

Подготовка цифрового устройства РЗА к работе предусматривает внешний осмотр, проверку сопротивления изоляции, выставление и проверку уставок, тестовую проверку в соответствии с ТО. Пока цикл

обслуживания оставлен **6 летним** с обязательным выполнением первого профилактического контроля.

Однако цифровые устройства защиты более информативны и существенно отличаются по конструктивному исполнению от их аналоговых предшественников. Так, высокая плотность монтажа, использование многослойных печатных плат, отсутствие принципиальных схем и полной информации по алгоритмам функционирования узлов делает цифровые устройства защиты ремонтно-пригодными только до уровня отдельных конструктивных модулей. Встраиваемые системы самодиагностики и контроля, как правило, выводят на дисплей код неисправности, что упрощает поиск поврежденного узла. Однако, даже самые совершенные принципы не могут обеспечить 100 %-ный самоконтроль. Поэтому микропроцессорные устройства также должны подвергаться техническому обслуживанию с участием персонала.

Благодаря высокой информативности цифровых устройств РЗА, их неисправность и неисправности в цепях измерительных трансформаторов, приводов выключателей может быть обнаружена косвенными способами. Так, практически все цифровые устройства могут предоставить информацию о контролируемых величинах, входных и выходных сигналах управления. Анализируя эти данные, можно своевременно обнаружить обрывы во входных и выходных цепях. По информации, запоминаемой в аварийных режимах (численные значения токов КЗ, время запуска тех или иных измерительных органов и т. д.), можно убедиться в правильном согласовании уставок как данного устройства РЗА, так и защит смежных участков. Еще большие возможности для подобного анализа открываются при включении устройств РЗА в АСУ ТП, когда вся необходимая информация может быть получена оперативно из разных источников.

7. ЗАЩИТА ЛИНИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 6...35 кВ

ЛЕКЦИЯ № 7

ТОКОВЫЕ ЗАЩИТЫ

Содержание лекции

- 7.1. Основные принципы выполнения токовых защит.
- 7.2. Принцип действия максимальной токовой защиты.
- 7.3. Расчет тока срабатывания МТЗ от междуфазных КЗ.
- 7.4. Выбор времени срабатывания МТЗ.
- 7.5. Ускорение МТЗ при включении выключателя
- 7.6. Схемы максимальной токовой защиты
- 7.7. Общая оценка МТЗ.

7.1. Основные принципы выполнения токовых защит

Линии напряжением 6...35 кВ работают в сетях с изолированной или компенсированной нейтралью и поэтому их защита должна реагировать на междуфазные КЗ:

- трехфазные;
- двухфазные;
- двойные замыкания на землю.

Однофазные замыкания не относятся к КЗ и могут существовать в течение двух и более часов. Поэтому защита от замыканий на землю действует на сигнал. За это время необходимо переключить нагрузку на другой источник и уже после этого отключить линию.

Для отключения двухфазных и трехфазных КЗ достаточно иметь устройства защиты установленные в двух фазах. Трансформаторы тока всегда устанавливаются в фазах А и С. Защита не реагирует на ток фазы В, но это не имеет значения, т. к. при любых междуфазных КЗ ток протекает в двух фазах и срабатывает защита установленная либо в фазе А, либо в фазе С, либо одновременно в двух фазах.

Для защиты линии 35 кВ требуется трехрелейная схема защиты. Необходимость ее объясняется тем, что, как правило, нагрузкой линии является трансформатор 35/6-10 кВ со схемой соединения Y/Δ-11. В этом случае при двухфазном КЗ за трансформатором со схемой соединения Y/Δ-11 в двух фазах протекает половина тока КЗ и только в одной – полный ток. Если эта фаза окажется без трансформатора тока, то в защите протекает ток в два раза меньший, что может привести к отказу защиты. На рис. 7.1 приведен такой случай, когда при двух-

фазном КЗ между фазами А и В на стороне треугольника (Δ) трансформатора ток в фазах А и С на стороне звезды (Y) силового трансформатора равен половине тока КЗ. В обратном проводе трансформаторов тока протекает геометрическая сумма токов двух фаз, равная полному току трехфазного КЗ. Таким образом, устанавливая ТТ в трех фазах или в двух фазах и нулевом проводе, можно одновременно обеспечить чувствительность защиты при КЗ за трансформатором Y/ Δ .

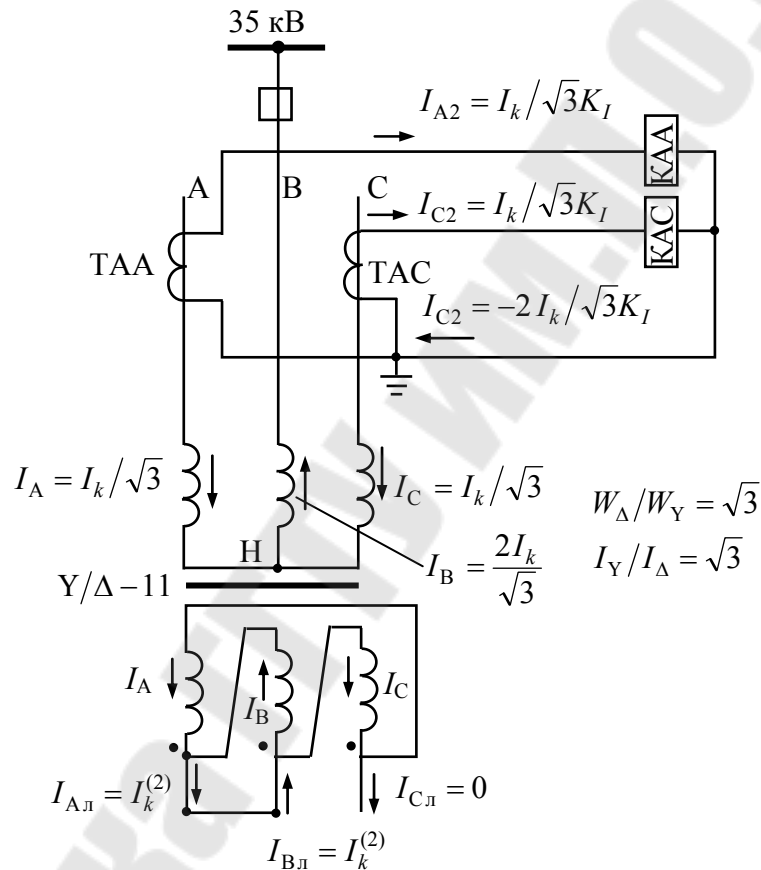


Рис. 7.1. Распределение токов в элементах защиты, включенных в схему неполной звезды при КЗ на стороне Δ трансформатора

Защиты, реагирующие на величину тока, проходящего в месте их включения, называют токовыми защитами.

Токовые защиты содержат два органа:

- пусковой орган;
- логическую часть.

Функции пускового органа выполняет реле максимального тока, которые входят в измерительную часть схемы. Они срабатывают при повреждениях и других ненормальных режимах и вводят в действие

органы выдержки времени, промежуточные и указательные реле, т. е. всю логическую часть схемы.

Под током срабатывания защиты $I_{сз}$ понимают минимальный первичный ток защищаемого объекта, при котором защита срабатывает. Ток, протекающий при этом по обмотке реле, называют током срабатывания реле $I_{ср}$.

В зависимости от способа обеспечения селективности токовые защиты подразделяются на:

- максимальные токовые защиты (МТЗ);
- токовые отсечки (ТО).

7.2. Принцип действия максимальной токовой защиты

Максимальная токовая защита контролирует ток в защищаемом элементе, отстраивается от тока нагрузки и при превышении тока уставки, с выдержкой времени действует на отключение этого элемента. Как правило, МТЗ является основной, а иногда единственной защитой линий напряжением 6...35 кВ. МТЗ – это защита, которая не только обеспечивает отключение КЗ на своей линии, но, если позволяет ее чувствительность, еще и резервирует отключение КЗ смежного участка.

Комплекты защит АК1, АК2, АК3 (рис. 7.2) установлены в начале каждой линии. Каждая из защит линий W1, W2 и W3 действует на отключение выключателя соответствующей линии при повреждении на ней или на шинах противоположной (смежной) подстанции. В нормальном режиме работы сети ни одна из защит не должна срабатывать. Для этого ток срабатывания защит $I_{сз}$ принимается большим, чем ток, проходящий по защищаемой линии в максимальном режиме $I_{нагр. max}$.

При возникновении КЗ в точке К по участкам сети между источником G и точкой КЗ протекает ток КЗ. Этот ток протекает в защитах АК1, АК2, АК3, которые – приходят в действие. При этом:

- срабатывает одно или несколько (в зависимости от вида КЗ) реле тока КА, замыкая цепь катушки реле времени КТ;
- реле времени КТ обеспечивает селективность действия МТЗ.

Однако для рассматриваемого случая по условию селективности на отключение КЗ должна подействовать защита АК1. Это достигается тем, что защита АК1 имеет наименьшую выдержку времени. Защита АК2 имеет выдержку времени на ступень селективности Δt большую, чем защита АК1.

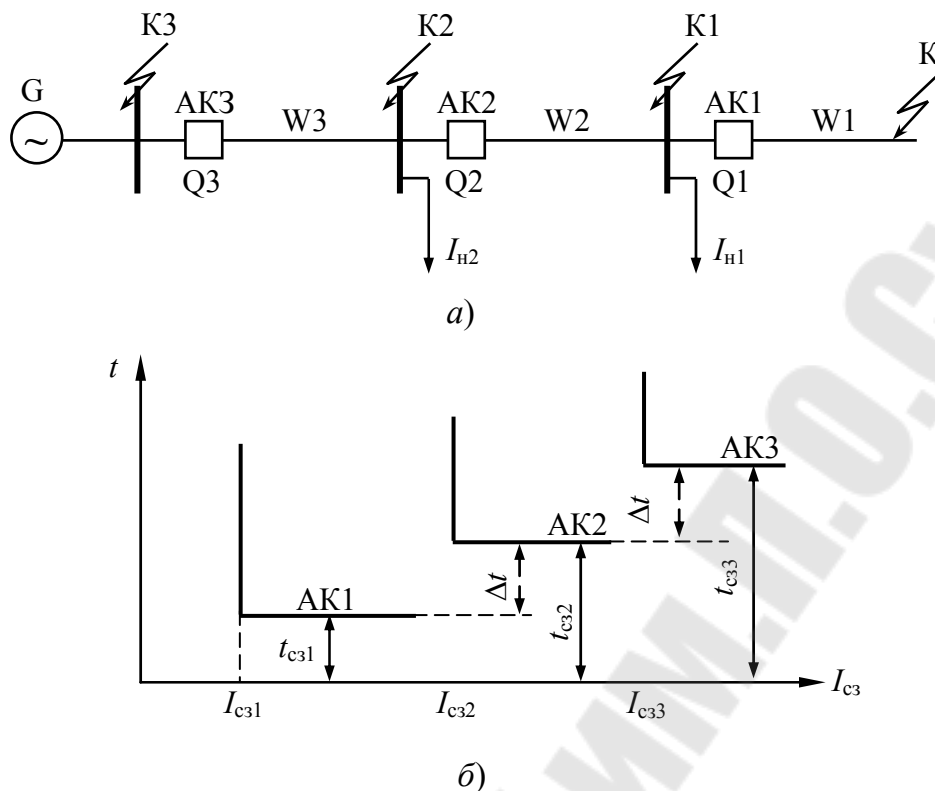


Рис. 7.2. Расчетная схема для выбора уставок токовых защит (а) и карта селективности для МТЗ с независимой выдержкой времени (б)

Таким образом, селективность МТЗ обеспечивается ее выдержкой времени. Выдержки времени смежных МТЗ отличаются на величину, называемую ступенью селективности. Ступень селективности Δt – это минимально возможная разница между временами срабатывания смежных защит, учитывающая точность работы реле. Для защит выполненных на электромеханической базе ступень селективности Δt составляет 0,5...0,7 с. Микропроцессорные защиты позволяют обеспечить ступень селективности равную 0,2-0,3 с.

Недостатком МТЗ является то, что по мере приближения места установки защиты к источнику питания увеличивается ее выдержка времени. Так как при этом увеличивается и величина тока КЗ, объем повреждения возрастает.

МТЗ могут выполняться с выдержками времени, не зависящими от тока в защищаемом участке (рис. 7.3, кривая 1). Такие защиты при повреждении в любой точке защищаемого участка действуют с постоянной не зависящей от тока выдержкой времени. В таких МТЗ выдержка времени создается реле времени, а защиту называют МТЗ с независимой характеристикой времени срабатывания.

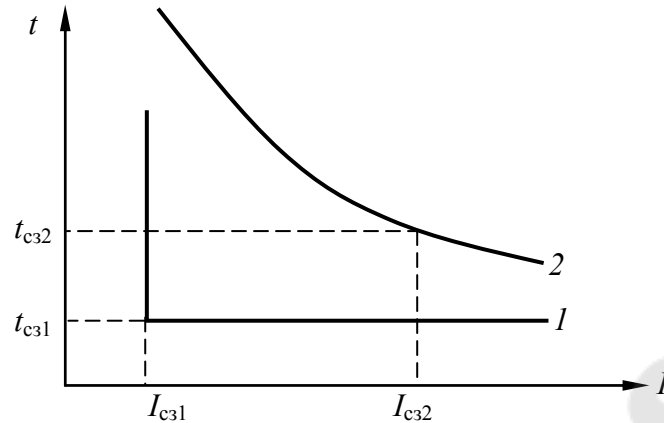


Рис. 7.3. Независимая (1) и зависимая (2) характеристики времени срабатывания МТЗ

МТЗ могут выполняться с выдержками времени, зависящими от тока в защищаемом участке (рис. 7.3, кривая 2). При этом время срабатывания МТЗ не остается постоянным при изменении в ней тока. По мере увеличения тока время срабатывания МТЗ уменьшается. Такой характер изменения выдержек времени имеют МТЗ с индукционными реле тока, с плавкими предохранителями или с цифровыми реле.

Для быстреего отключения КЗ и уменьшения объема повреждения, токовая защита выполняется ступенчатой: кроме МТЗ применяется и токовая отсечка.

Релейная защита линий 6...35 кВ выполняется ступенчатыми токовыми защитами. Первая ступень - токовая отсечка без выдержки времени, вторая ступень – токовая отсечка с небольшим замедлением и третья самая чувствительная ступень – максимальная токовая защита с выдержкой времени. На коротких линиях выполнить трехступенчатую защиту часто бывает невозможно по условию недостаточной чувствительности первой или второй ступеней. Тогда применяют либо две ступени – отсечку без выдержки времени и МТЗ, либо одну ступень – только МТЗ. Таким образом, МТЗ является обязательной и основной защитой на всех линиях напряжением до 35 кВ.

Задачей МТЗ является не только защитить свою линию, но и обеспечить дальнейшее резервирование в случае отказа защиты или выключателя при повреждениях на нижестоящих (предыдущих) линиях.

МТЗ характеризуется двумя параметрами:

- током срабатывания;
- выдержкой времени срабатывания.

7.3. Расчет тока срабатывания МТЗ от междуфазных КЗ

Ток срабатывания МТЗ (первичный) выбирается по трем условиям:

1. Несрабатывание защиты при сверхтоках после аварийных перегрузок, т. е. после отключения КЗ на предыдущем элементе;
2. Согласование чувствительности защит последующего и предыдущего элементов;
3. Обеспечение достаточной чувствительности при КЗ в конце защищаемого элемента (основная зона) и в конце каждого из предыдущих элементов (зона дальнего резервирования).

По первому из этих условий ток срабатывания МТЗ выбирается по выражению:

$$I_{с.з} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot K_{сзп} \cdot I_{раб.мах}, \quad (7.1)$$

где K_H – коэффициент надежности защиты, учитывающий погрешность и необходимый запас. Величина K_H принимается:

$K_H = 1,1 \dots 1,2$ для цифровых реле;

$K_H = 1,2$ для реле РТ-40, РТ-80, РСТ;

$K_H = 1,3$ для реле прямого действия РТВ.

K_B – коэффициент возврата максимальных реле тока. Величина K_B принимается:

$K_B = 0,95 \dots 0,96$ для цифровых реле;

$K_B = 0,8$ для реле РТ-40, РТ-80;

$K_B = 0,9$ для реле РСТ;

$K_B = 0,65$ для реле прямого действия РТВ.

$K_{сзп}$ – коэффициент самозапуска нагрузки, отражающий увеличение рабочего тока $I_{раб.мах}$ за счет одновременного пуска электродвигателей, которые затормозились при снижении напряжения во время КЗ.

Для бытовой нагрузки принимается $K_{сзп} = 1,2 \dots 1,3$, для сельскохозяйственных потребителей принимается $K_{сзп} = 1,1 \dots 1,2$, для общепромышленной нагрузки принимают $K_{сзп} = 1,8 \dots 2,5$. Промышленную нагрузку с большой долей (более 50 %) электродвигателей 0,4 кВ принято считать обобщенной нагрузкой, у которой сопротивление, отнесенное к максимальной рабочей нагрузке составляет $X_{об*} = 0,35$. Например, коэффициент самозапуска обобщенной нагрузки, питаю-

щейся от трансформатора с напряжением короткого замыкания $u_k = 10,5\%$ составит при бесконечной мощности питающей системы:

$$K_{сзп} = 1/(0,105 + 0,35) = 2,2.$$

Если $u_k = 4,5\%$, то $K_{сзп} = 1/(0,045 + 0,35) = 2,53$.

При наличии высоковольтных двигателей 6(10) кВ значение $K_{сзп}$ определяется специальным расчетом, имея в виду, что к моменту самозапуска сопротивление двигателя считается равным сверхпереходному сопротивлению заторможенного двигателя, т. е. при скольжении $s = 1$.

Максимальное значение рабочего тока защищаемого элемента $I_{\text{раб. max}}$ определяется с учетом его допустимой перегрузки. Например, для трансформаторов с первичным напряжением 6 (10) кВ мощностью до 630 кВ·А допускается перегрузка до 1,6...1,8 номинального тока, для трансформаторов 110 кВ до 1,4...1,6.

Если максимальное значение рабочего тока нагрузки неизвестно, то его можно принять равным длительно допустимому току кабельной или воздушной линии, питающей эту нагрузку.

По второму условию согласования чувствительности защит последующего (защищаемого) и предыдущего элементов ток срабатывания последующей защиты выбирается по выражению:

$$I_{с.з.посл} \geq K_{н.с} (I_{с.з.пред} + \sum I'_{\text{раб. max}}), \quad (7.2)$$

где $K_{н.с}$ – коэффициент надежности согласования, значение которого принимается равным в зависимости от типа токовых реле: 1,1 – для цифрового защит, 1,2 – для реле *РТ-40*, *РТ-80* и 1,3...1,4 – для реле типа РТВ;

$I_{с.з.пред}$ – наибольшее значение тока срабатывания максимальных токовых защит предыдущих элементов, с которыми производятся согласования;

$\sum I'_{\text{раб. max}}$ – арифметическая сумма значений рабочих токов нагрузки всех предыдущих элементов, за исключением того элемента, с защитой которого производится согласование.

Например, при согласовании защиты ЗРЗ с защитой 2РЗ (рис. 7.1), которая имеет ток срабатывания $I_{с.з.2} = 300$ А, а суммарный ток нагрузки других линий $I_{н.2} = 100$ А должно выполняться условие:

$$I_{с.з.3} \geq 1,1(300 + 100) \geq 440 \text{ А}.$$

За расчетный ток срабатывания защиты принимается значение наибольшего тока, из условий 1 и 2.

Таким образом, уставка по току МТЗ предыдущего элемента должна всегда быть больше уставки МТЗ последующего элемента, что некоторым образом обеспечивает так называемую токовую селективность.

Для выполнения третьего условия необходимо знать значение токов КЗ в конце защищаемого элемента, например для защиты АКЗ необходимо знать ток $I_{к2}$ и ток $I_{к1}$ в конце зоны резервирования. Определение коэффициентов чувствительности защиты, например, АКЗ (рис. 7.1) производят по выражениям:

$$K_{ч.о} = I_{к2.min} / I_{с.з3}; \quad K_{ч.р} = I_{к1.min} / I_{с.з3}, \quad (7.3)$$

где $K_{ч.о}$, $K_{ч.р}$ – коэффициенты чувствительности защиты соответственно в основной и резервной зонах;

$I_{к1.min}$, $I_{к2.min}$ – минимальные токи КЗ (обычно – двухфазные при минимальном режиме питающей системы).

Согласно ПУЭ должны выполняться условия:

$$K_{ч.о} \geq 1,5; \quad K_{ч.р} \geq 1,2.$$

Величина $K_{ч}$, ниже рекомендованных ПУЭ, не допускается, т. к. действительный ток в реле при КЗ может оказаться меньше расчетного $I_{к.min}$ вследствие неточности расчетов токов КЗ, влияния сопротивления дуги в точке повреждения и погрешностей ТТ.

После выполнения трех вышеназванных условий определяется ток срабатывания реле (вторичный) $I_{с.р}$, который устанавливается на реле. Значение тока срабатывания реле рассчитывается по выражению:

$$I_{с.р} = I_{с.з} \cdot K_{сх} / K_T, \quad (7.4)$$

где $I_{с.з}$ – ток срабатывания защиты (первичный);

K_T – коэффициент трансформации ТТ;

$K_{сх}$ – коэффициент схемы соединения вторичных обмоток ТТ и реле.

По значению $I_{с.р}$ выбирают тип электромеханического реле РТ-40 или его электронного аналога РСТ в зависимости от пределов регулирования уставок.

7.4. Выбор времени срабатывания МТЗ

Выдержка времени МТЗ вводится для замедления действия защиты с целью обеспечения временной селективности действия защиты последующего элемента по отношению к защитами предыдущих элементов. Для этого время срабатывания защиты последующей линии выбирается большей времени срабатывания защиты предыдущей линии (защита АК2 последующая по отношению к защите АК1, так же как и АК3 по отношению к АК2, рис. 7.2):

$$t_{с.з.посл} = t_{с.з.пред} + \Delta t, \quad (7.5)$$

где Δt – ступень селективности.

Величина Δt состоит из следующих слагаемых: времени отключения выключателя (0,05...0,1 с), времени возврата защиты (0,05 с), погрешности по времени последующей и предыдущей защит (3...5 %) и необходимого запаса (0,05...0,1 с).

Недостатком МТЗ является накопление выдержек времени, особенно существенное для головных элементов в многоступенчатых электрических сетях. Так на карте селективности (рис. 7.2, б) для МТЗ с независимой выдержкой времени выдержка времени защиты АК2 составит $t_{с.з.АК2} = t_{с.з.АК1} + \Delta t$, а для защиты АК3 $t_{с.з.АК3} = t_{с.з.АК2} + \Delta t$. Защиты с зависимыми характеристиками срабатывания не имеют указанного недостатка.

Для преодоления этого недостатка используются цифровые устройства защиты, позволяющие принимать ступени селективности $\Delta t = 0,2$ с при условии, что на смежных линиях используются такие же цифровые защиты и однотипные вакуумные или элегазовые выключатели. Для сравнения отметим, что для защит с электромагнитными токовыми реле типов РТ-40 и РТ-80 ступень селективности принимается $\Delta t = 0,5...0,7$ с, а для реле типа РТВ $\Delta t = 0,7$ с. Если согласование идет между цифровыми и электромеханическими защитами, то $\Delta t = 0,3$ с.

Другим способом уменьшения времени отключения КЗ является применение токовых защит с зависимыми от тока (инверсными) характеристиками срабатывания.

При приближении точки КЗ к источнику питания значения токов КЗ увеличиваются. При КЗ в точке К защиты АК2 и АК3 не успеют сработать, так как они имеют большую выдержку времени, чем защита АК1. При выборе времени срабатывания смежных защит с за-

висимыми характеристиками срабатывания, необходимо построить карту селективности в координатах $t = f(K)$.

Тип зависимой характеристики выбирается пользователем программным способом. При этом в соответствии со стандартом МЭК обратозависимые от тока (ОЗТ) характеристики срабатывания описываются выражением:

$$t_{c.з} = \frac{K \cdot \beta}{I_*^\alpha - 1}, \quad (7.6)$$

где K – временной коэффициент;

$I_*(K) = I_{кз} / I_{с.з}$ – кратность тока КЗ ($I_{кз}$) по отношению к току срабатывания защиты;

t – время срабатывания защиты, с.

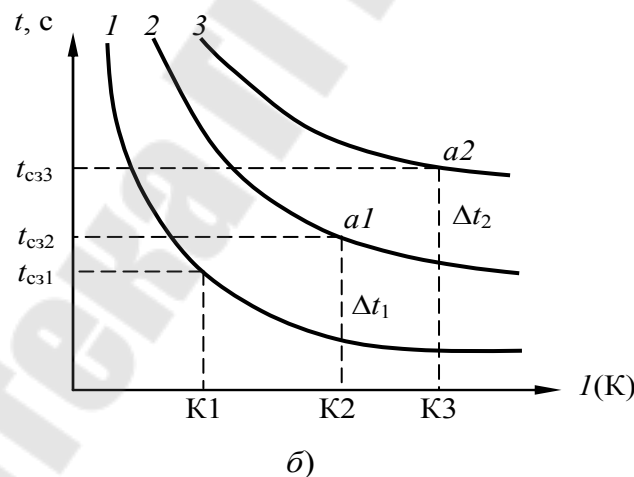
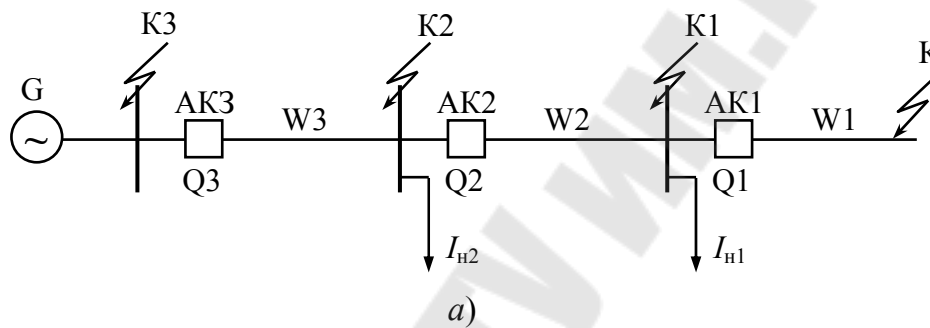


Рис. 7.4. Расчетная схема для выбора уставок токовых защит (а) и карта селективности для МТЗ с зависимой выдержкой времени (б)

Постоянные коэффициенты α и β , определяющие крутизну ОЗТ характеристик, имеют следующие значения:

- "нормальная" (инверсная) $\alpha = 0,02$, $\beta = 0,14$;

- "очень зависимая" $\alpha = 1, \beta = 13,5$;
- "чрезвычайно (экстремально) зависимая" $\alpha = 2, \beta = 80$;
- "ультра зависимая" $\alpha = 2,5, \beta = 315$.

Для того чтобы на карте селективности построить ОЗТ характеристику заданного типа, необходимо знать координаты одной расчетной точки (I_* или $K, t_{c.3}$), через которую эта характеристика должна проходить. Из (7.6) следует:

$$K = t_{c.3}(I_*^\alpha - 1)/\beta. \quad (7.7)$$

При известных значениях I_* и $t_{c.3}$ определяется коэффициент K и по выражению (7.6) для произвольных значений I_* определяются времена срабатывания t . Затем по полученным координатам на карте селективности строят обратнoзависимую характеристику.

7.5. Ускорение МТЗ при включении выключателя

В цифровых реле предусматривается ускорение МТЗ при включении выключателя. Ускорение имеет одну выдержку времени 0,5 с и вводится на время 1 с. Согласно ПУЭ защита ускоряется, если выдержка времени максимальной защиты превышает 1,0 с. Каких-либо дополнительных расчетов для обоснования возможности ввода ускорения не требуется. Выдержка времени 0,5 с. обеспечивает отстройку ускоряемой ступени от всех переходных процессов.

Ускорение применяют на подстанциях для МТЗ секционного и вводного выключателей. Оно работает при первом включении выключателя на КЗ, например, на шинах подстанции иногда забывают снять заземление после проведения ремонтных работ.

7.6. Схемы максимальной токовой защиты

Для осуществления измерительной части токовой защиты можно использовать любую схему соединения измерительных трансформаторов тока и вторичных измерительных органов (реле). Выбор схемы определяется назначением защиты и предъявляемыми к ней требованиями. Измерительная часть у всех ступеней одинакова, поэтому если защита содержит несколько ступеней, то их измерительные органы соединяются между собой последовательно. При наличии отдельного органа выдержки времени логическая часть второй ступени и логическая часть третьей ступени защиты тоже одинаковы. В этом случае одна и та же схема защиты может быть использована как для выполнения токовой отсечки с выдержкой времени, так и для выпол-

нения максимальной токовой защиты. Нет различия и между схемами максимальной токовой защиты и токовой отсечки без выдержки времени, выполненных на основе вторичных реле прямого действия типа РТВ и РТМ. В системах электроснабжения часто используют комбинированное реле РТ-80 или аналогичные полупроводниковые реле, которые позволяют выполнить токовую защиту двухступенчатой.

В системах электроснабжения с изолированной нейтралью токовые защиты от междуфазных КЗ обычно выполняют по двухфазным двухрелейным или трехрелейным схемам. Рассмотрим некоторые из них.

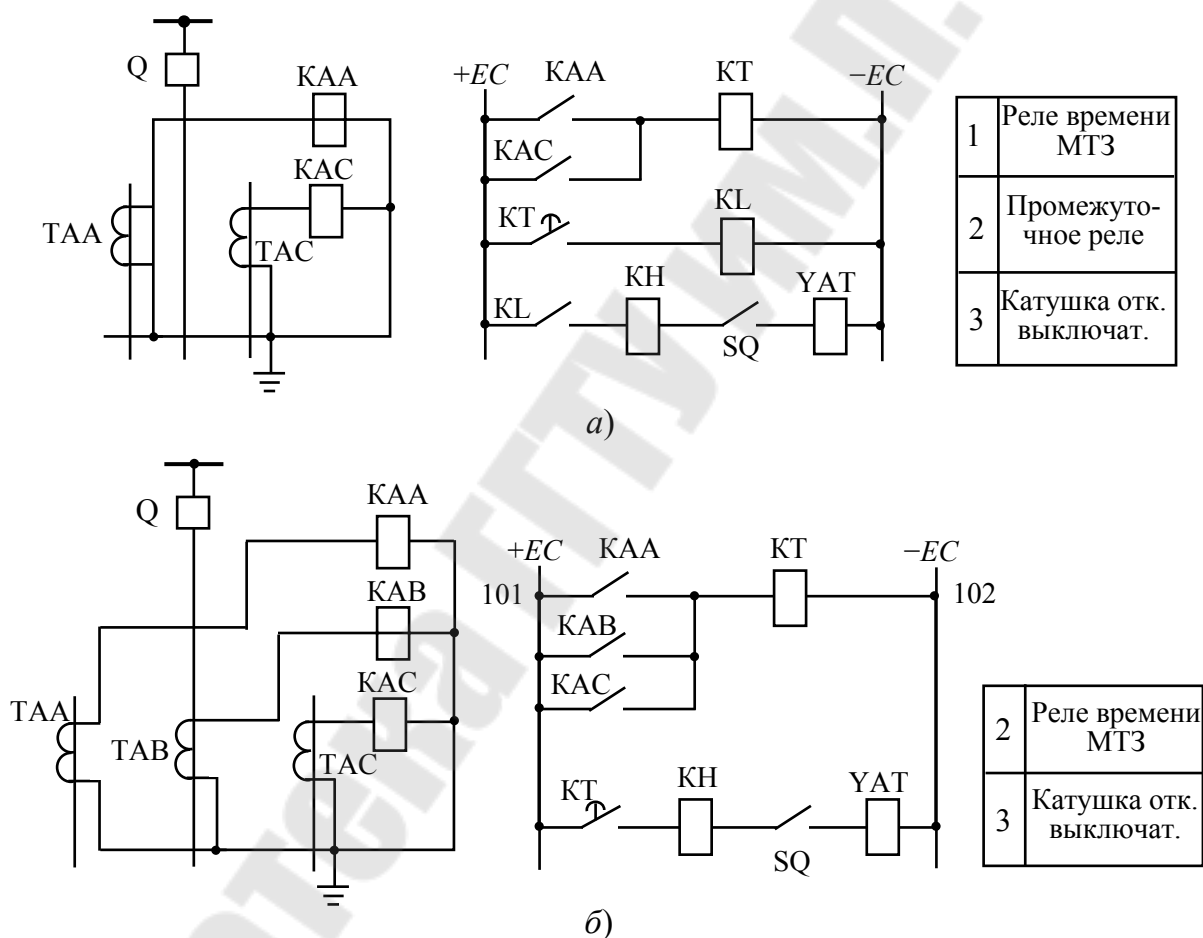


Рис. 7.5. Схема МТЗ на постоянном оперативном токе в двухфазном двухрелейном исполнении (а) и в трехфазном трехрелейном исполнении

Схема токовой защиты с независимой выдержкой времени на постоянном оперативном токе выполняется по схеме неполной звезды (рис. 7.5, а) с использованием двух трансформаторов тока ТАА и

ТАС, установленных в фазах А и С за выключателем Q. Исходя из требований техники безопасности, вторичные обмотки трансформаторов тока заземляются. Измерительный орган защиты выполнен двумя максимальными реле тока КАА, КАС типа РТ-40, а орган выдержки времени представляет собой реле времени КТ типа ЭВ-134. В схему защиты включены промежуточное реле КЛ типа РП-23 и указательное реле КН типа РУ-1. Необходимость промежуточного реле обуславливается недостаточной коммутационной способностью контактов реле времени. При возникновении повреждения срабатывают реле тока КАА и КАС (или одно из них) и контактами КАА и КАС (или одним из них) замыкают цепь обмотки реле времени КТ, приводя его в действие. По истечении установленной выдержки времени реле замыкает контакт КТ в цепи обмотки промежуточного реле КЛ, которое, срабатывая, замыкает контакт КЛ и отключает выключатель. При этом указательное реле КН фиксирует действие защиты на отключение. Контакт промежуточного реле КЛ не рассчитан на отключение тока, потребляемого электромагнитом отключения УАТ, поэтому в цепь электромагнита отключения последовательно с контактом реле КЛ включен вспомогательный контакт выключателя SQ, который размыкает цепь катушки УАТ при отключении выключателя.

Рассмотренную схему можно использовать и для выполнения МТЗ и для выполнения токовой отсечки с выдержкой времени (2 ступень ТО).

Схема МТЗ, изображенная на рис. 7.5, б по принципу действия аналогична схеме рис. 7.5, а, но содержит 3 ТТ и 3 токовых реле. Реле КТ своими контактами замыкает цепь катушки электромагнита отключения УАТ выключателя.

Схема защиты с дешунтированием электромагнита отключения выключателя

В качестве автономной защиты без использования дополнительного источника оперативного тока в распределительных сетях широко используются схемы с дешунтированием (рис. 7.6). Они выполняются на электромеханических реле с мощными контактами, позволяющими дешунтировать большие токи, протекающие при КЗ.

В нагрузочном режиме и при КЗ до срабатывания защиты ток протекает через нормально закрытый контакт реле защиты (КА), шунтирующий электромагнит отключения (УАТ). При срабатывании защиты реле переключается, электромагнит отключения раскорачивается (дешунтируется) и в него поступает ток от трансформатора тока.

Если тока достаточно для отключения, электромагнит срабатывает и выключатель отключается.

Электромагнит отключения – это токовое реле прямого действия (РТМ), встроенное в пружинный привод, например, типа ПП-67, ВМП-10, ВК-10. Минимальный ток срабатывания токового реле равен 5 А.

Для схем с дешунтированием в основном применяются индукционные токовые реле типа РТ-80. Некоторые модификации цифровых реле оснащены схемой дешунтирования. В них взамен электро-механического реле для дешунтирования применен симистор ТС-132-50-10, позволяющий дешунтировать токи до 150 А и более. Нормально симистор открыт и ток течет через него, минуя электромагнит отключения; при срабатывании защиты симистор закрывается и электромагнит отключения срабатывает.

При выборе уставок защиты, выполненной со схемой дешунтирования, появляется еще одно дополнительное требование к обеспечению срабатывания защиты: обеспечение дешунтирования.

Для надежного действия электромагнита отключения после дешунтирования (при переключении контактов реле КА (рис. 7.6) необходимо, чтобы $I_{сз}$ максимальной защиты был больше, чем ток срабатывания УАТ. При этом дополнительно учитывают увеличенную токовую погрешность ТТ после дешунтирования УАТ, которая может возникнуть в связи с резким увеличением сопротивления его вторичной нагрузки за счет сопротивления УАТ ($Z_{30} = 3...4$ Ом), а при некоторых схемах соединения ТТ сопротивление увеличивается в 2...3 раза. При этом растет погрешность ТТ. Условием обеспечения дешунтирования является требование, чтобы после срабатывания защиты ток через электромагнит был достаточный для отключения выключателя.

Таким образом, условие согласования:

$$I_{с.з.о} = \kappa_n I_{УАТ} + I_{нам}, \quad (7.8)$$

где κ_n – коэффициент надежности, равный 1,2–1,4;

$I_{с.з.о}$ – ток срабатывания электромагнита отключения;

$I_{нам}$ – ток намагничивания трансформатора тока после дешунтирования.

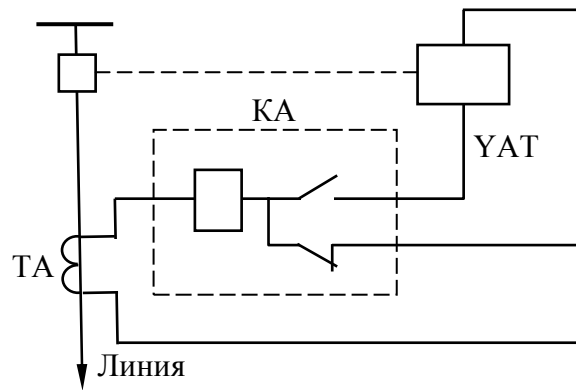


Рис. 7.6. Схема дешунтирования на электромеханическом реле тока: КА – токовое реле с усиленными контактами (например, реле РТ-85 или РТ-95)

Ток намагничивания определяется при токе равном току срабатывания ЭО.

Первичный ток срабатывания защиты будет равен:

$$I_{с.з} = (\kappa_n I_{УАТ} + I_{нам}) \kappa_I. \quad (7.9)$$

Если полная погрешность трансформаторов тока и в режиме после дешунтирования не превышает 10 %, то в выражениях (7.8) и (7.9) принимается $I_{нам} = 0,1 \cdot \kappa_n \cdot I_{УАТ}$. Тогда при использовании стандартных электромагнитов отключения, у которых $I_{УАТ} = 5 \text{ А}$, ток срабатывания основных реле защиты должен быть $I_{ср} \geq 6,6 \text{ А}$. При использовании специальных электромагнитов отключения с током срабатывания $I_{УАТ} = 3 \text{ А}$ – $I_{ср} = 4,5 \text{ А}$. Эти условия обычно выполняются при установке выносных ТТ, у которых при кратности тока 1,3...1,4 допустимая вторичная нагрузка превышает 4 Ом. При использовании встроенных ТТ (особенно типа ТВТ 35 кВ и ТВТ 110 кВ на маломощных трансформаторах) оказывается, что это условие не соблюдается. Поэтому, в таких схемах часто приходится включать 2ТТ последовательно или заглублять защиту. Если при этом не обеспечивается достаточная чувствительность защиты, то схема с дешунтированием УАТ не применяется. В качестве источников оперативного тока в таких случаях используются предварительно заряженные конденсаторы (в схемах защиты трансформаторов 35, 110 и 220 кВ).

Кроме проверки выполнения условий (7.8) и (7.9) для этих схем (рис. 7.6), необходимо убедиться, что максимальный вторичный ток при КЗ в месте установки защиты ($I_{2КЗ\max}$) не превышает допустимо-

го значения тока, дешунтируемого контактами реле РТ-85, РП-341, УЗА-10 равного 150 А ($30 \cdot I_{2\text{ном}}$):

$$I_{2\text{КЗmax}} \geq \frac{I_{\text{КЗ.макс}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_I} \leq I_{\text{доп}} = 150 \text{ А.} \quad (7.10)$$

Выражение (7.10) не учитывает погрешности ТТ.

7.7. Общая оценка МТЗ

МТЗ обеспечивает селективное действие и отключение повреждения только в радиальных сетях с односторонним питанием. При этом в связи с выбором выдержек времени по ступенчатому принципу могут быть недопустимо большие времена отключения повреждений вблизи источников питания. Вместе с тем МТЗ является простой и достаточно надежной защитой и широко применяется в радиальных сетях всех напряжений с одним источником питания. В системах электроснабжения напряжением 10 кВ и ниже она является основной защитой.

МТЗ обычно дополняется с токовыми отсечками, образуя вместе с ними защиту со ступенчатой характеристикой выдержки времени. Такая защита дает возможность сравнительно быстро отключать повреждения в любой точке сети и во многих случаях отказаться от более сложных защит.

Релейная защита линий 6...35 кВ выполняется ступенчатыми токовыми защитами. Первая ступень – токовая отсечка без выдержки времени, вторая ступень – токовая отсечка с небольшим замедлением и третья самая чувствительная ступень – максимальная токовая защита с выдержкой времени. На коротких линиях выполнить трехступенчатую защиту часто бывает невозможно по условию недостаточной чувствительности первой или второй ступеней. Тогда применяют либо две ступени – отсечку без выдержки времени и МТЗ, либо одну ступень – только МТЗ.

Требуемая чувствительность МТЗ обеспечивается не всегда, особенно при дальнем резервировании, что имеет место прежде всего для сетей сельскохозяйственного электроснабжения.

Контрольные вопросы

1. Как выполняется ступенчатая токовая защита линий?
2. Как выбирается уставка по току срабатывания МТЗ?
3. Как выбирается уставка по времени срабатывания МТЗ?

4. Что такое ступенчатый принцип выбора уставок защит?
5. Как строится карта селективности с независимой характеристикой?
6. Как строится карта селективности с зависимой характеристикой?
7. Какие Вы знаете типы зависимых характеристик цифровых защит по стандарту МЭК?
8. Какая разница между зависимой и независимой выдержкой времени?
9. Изобразите схему МТЗ на постоянном токе в двухфазном трехрелейном исполнении
10. Изобразите схему МТЗ на постоянном токе в трехфазном четырехрелейном исполнении
11. Изобразите схему в двухфазном двухрелейном исполнении с дешунтированием отключающей катушки выключателя
12. Дайте общую оценку применения МТЗ.

ЛЕКЦИЯ № 8 ТОКОВАЯ ОТСЕЧКА

Содержание лекции

- 8.1. Назначение и принцип действия токовой отсечки.
- 8.2. Расчет уставок токовой отсечки.
- 8.3. Расширение защищаемой зоны токовой отсечки.
- 8.4. Схемы токовых отсечек.
- 8.5. Общая оценка ТО.

8.1. Назначение и принцип действия токовой отсечки

Релейная защита линий 6-35 кВ выполняется ступенчатыми токовыми защитами. Первая ступень – токовая отсечка без выдержки времени, вторая ступень – токовая отсечка с небольшой выдержкой времени и третья самая чувствительная ступень – МТЗ с выдержкой времени. На коротких линиях выполнить трехступенчатую защиту часто бывает невозможно по условию недостаточной чувствительности первой или второй ступеней. Тогда применяют либо две ступени – отсечку без выдержки времени и МТЗ, либо одну ступень – только МТЗ.

Токовая отсечка (ТО) – токовая защита, селективность действия которой обеспечивается соответствующим подбором тока срабатывания. Для обеспечения селективности ТО отстраивается от тока КЗ в конце защищаемой линии или от КЗ за трансформатором. ТО является первой ступенью токовой защиты и работает без выдержки времени.

Собственное время ТО складывается из собственных времен токового и промежуточного реле и составляет 0,03-0,06 с. Аperiodическая составляющая тока КЗ к этому времени существенно затухает и поэтому учитывается лишь действующее значение периодической составляющей тока внешнего КЗ в начальный момент КЗ.

Зона действия ТО охватывает только часть линии и изменяется в зависимости от режима питающей системы (рис. 8.1). Поэтому ТО рекомендуется применять в том случае, если зона ее действия составляет не менее 20 % длины линии. Чем больше длина линии, тем больше разница в значениях токов КЗ в начале и конце защищаемой линии и тем больше зона действия ТО. Токовая отсечка применяется на относительно длинных линиях, а также на линиях с реакторами и трансформаторами.

Токовая отсечка является простой и надежной защитой и поэтому ее применение является обязательным. Обычно ТО применяют совместно с МТЗ, чем устраняют основной недостаток МТЗ – большие выдержки времени при отключении КЗ вблизи источников питания. Иногда применяется еще и ТО с небольшой выдержкой времени для защиты участка линии не входящего в зону действия отсечки без выдержки времени. В этом случае защита называется трехступенчатой токовой защитой. Такие защиты (МТЗ и ТО) входят в состав микропроцессорных реле.

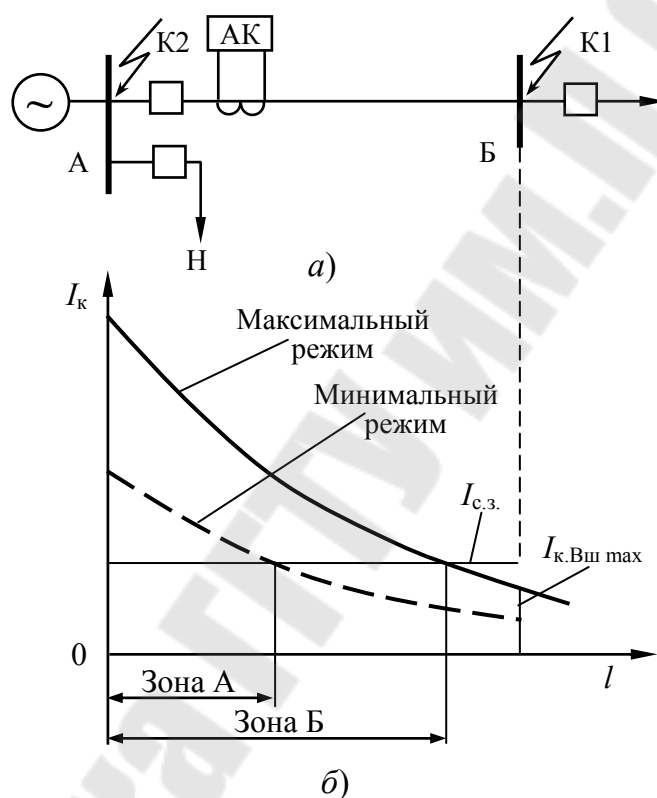


Рис. 8.1. Графическое определение зоны действия ТО в зависимости от режима работы питающей системы

8.2. Расчет уставок токовой отсечки

Токовая отсечка без выдержки времени (первая ступень токовой защиты) предназначена для ускорения отключения близких КЗ. Ее уставка (ток срабатывания) выбирается из условия отстройки (несрабатывания) от КЗ на смежных присоединениях: линиях, трансформаторах, т. е. от максимального трехфазного тока КЗ в конце защищаемой линии или на выводах НН трансформатора.

Ток срабатывания ТО выбирается больше максимального тока, проте-

кающего по защищаемой линии АБ при внешних повреждениях (точка К1, рис. 8.1)

Для токовой отсечки АК (рис. 8.1) ток срабатывания

$$I_{с.з.то} \geq K_n \cdot I_{к1\max}^{(3)}, \quad (8.1)$$

где K_n – коэффициент надежности, принимаемый для цифровых реле 1,15...1,2; для реле РТ40 или РСТ – $K_n = 1,2...1,3$; при использовании электромагнитного элемента реле РТ-80 $K_n = 1,5...1,6$; для реле РТМ – $K_n = 1,8...2,0$.

Величина K_n определяется погрешностью при расчете токов КЗ, погрешностью реле и наличием апериодической составляющей в токе КЗ.

Отсюда следует вывод, что применить отсечку можно только на тех линиях, где отношение токов КЗ в начале и в конце защищаемой линии превышает величину K_n . Очевидно, что на коротких линиях применить отсечку без выдержки времени невозможно. В этом случае используется реле только одна защита – МТЗ.

После вычисления тока срабатывания ТО определяется ток срабатывания реле (вторичный) $I_{с.р}$, который устанавливается на реле. Значение тока срабатывания реле рассчитывается по выражению

$$I_{с.р} = I_{с.з} \cdot K_{сх} / K_I,$$

где $I_{с.з}$ – ток срабатывания защиты (первичный);

K_I – коэффициент трансформации ТТ;

$K_{сх}$ – коэффициент схемы соединения вторичных обмоток ТТ и реле.

По значению $I_{с.р}$ выбирают тип электромеханического реле РТ-40 или реле РСТ в зависимости от пределов регулирования уставок.

Чувствительность отсечек проверяется по току двухфазного КЗ в месте установки защиты при минимальном режиме работы питающей системы, т. е. при токах КЗ в начале защищаемой линии, соответственно

$$K_{ч.то} = I_{к2}^{(2)} / I_{с.з.то}. \quad (8.2)$$

При этом коэффициент чувствительности должен удовлетворять условию $K_{ч} \geq 1,2$, т. к. Токовая отсечка является резервной защитой.

8.3. Расширение защищаемой зоны токовой отсечки

Основным недостатком ТО является защита только части линии. Защищаемая зона может быть расширена путем создания у ТО выдержки времени, т.е. применения ТО с выдержкой времени.

Принцип графического определения зон действия ТО показан на рис. 8.2.

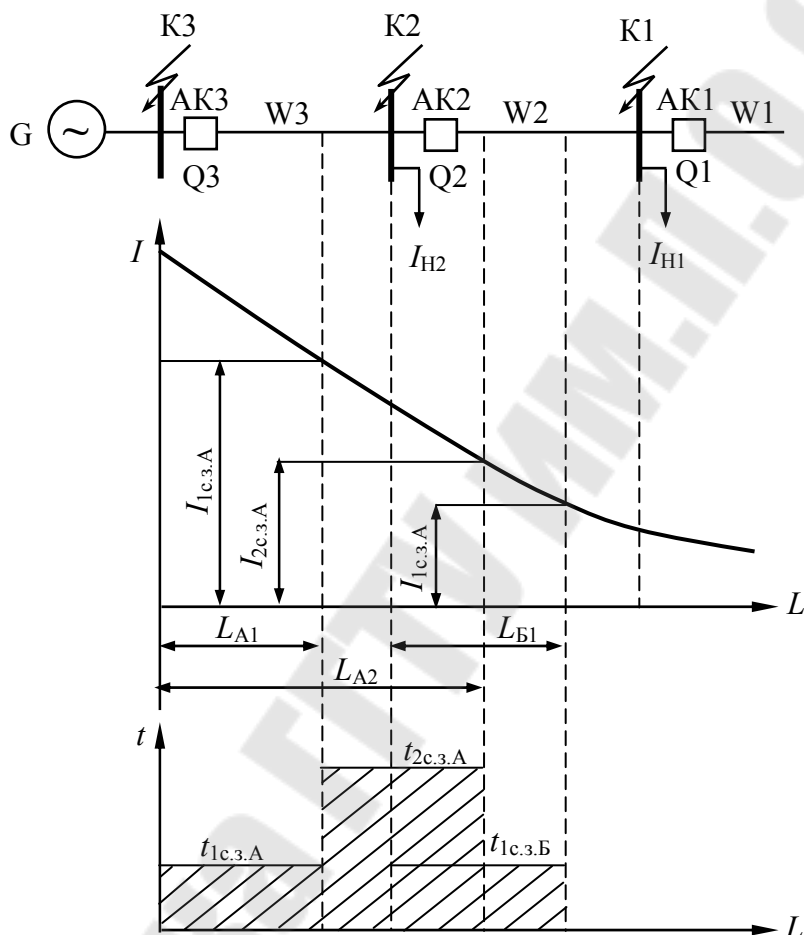


Рис.8.2. Графическое определение зон действия ТО

Для защиты линий W2 и W3 токовой отсечкой устанавливаем ТО без выдержки времени по методике, изложенной в 8.2. (1 зона ТО АК2 и АК3). Эти токовые отсечки имеют защищаемые зоны LB1 и LA1. Однако защищаемая зона ТО АК3 может быть удлинена, если в действие АК3 ввести замедление с таким расчетом, чтобы время ее срабатывания было на ступень селективности $\Delta t_{ТО}$ больше времени действия ТО комплекта АК2 по 1 зоне без выдержки времени, уста-

новленной на подстанции Б. Величина $\Delta t_{\text{то}}$ принимается равной 0,3... 0,4 с.

Ток срабатывания отсечки с выдержкой времени для защиты АКЗ рассчитывается по выражению:

$$I_{\text{с.з3}} \geq K_{\text{н}} \cdot I_{\text{с.з.то2}},$$

где $K_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, принимается равным 1,1, обеспечивая тем самым селективность по чувствительности.

При таком выборе тока срабатывания и выдержки времени защищаемая зона отсечки АКЗ полностью охватывает линию W3 и шины смежной подстанции. Кроме того, ТО АКЗ будет действовать как резервная в случае отказа ТО АК2 при КЗ на линии W2 вблизи шин подстанции Б.

Если от шин подстанции Б отходят несколько линий или подключены трансформаторы, то ТО АКЗ (2 ступень) должна быть отстроена по времени от ТО всех отходящих линий и от защит трансформаторов. Ток срабатывания в этом случае должен быть выбран по наибольшему из токов КЗ, проходящих по линии W3 при повреждении в конце защищаемых зон отсечек отходящих от шин подстанции Б линий и при КЗ на шинах НН трансформаторов.

$$I_{\text{с.з3}} \geq K_{\text{н}} \cdot I_{\text{с.з.то2 max}}.$$

Чувствительность отсечки с выдержкой времени проверяется при КЗ в конце защищаемой линии:

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{к2}}^{(2)} / I_{\text{с.з3}} \geq 1,2.$$

На рис. 8.3 изображена схема, для которой выбираются уставки токовой отсечки и показан график изменения тока КЗ вдоль линии.

Для защиты АК1 уставка должна отстраиваться от токов КЗ в точке К1:

$$I_{\text{ср.отс.АК1}} = K_{\text{н}} \cdot I_{\text{КЗ КЗ}}. \quad (8.3)$$

Для защиты АК2 точки, от токов КЗ в которых должна отстраиваться отсечка, две: место подключения отпаечного трансформатора (точка К1) и шины смежной подстанции (точка К2).

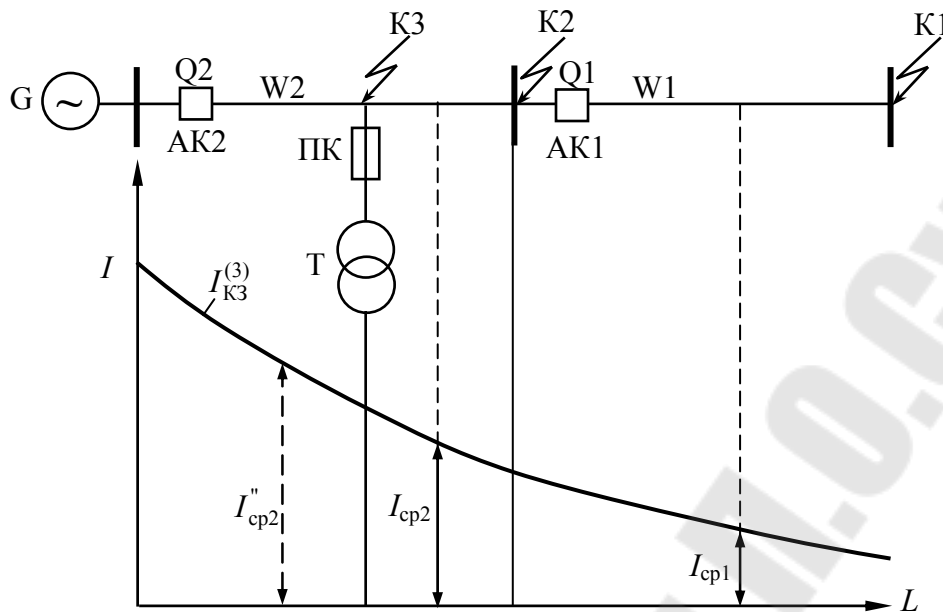


Рис 8.3. Схема сети для выбора токовой отсечки, график изменения тока

Точка К1 расположена ближе и ток КЗ в ней больше. Поэтому она может быть расчетной точкой для выбора уставок отсечки:

$$I_{\text{ср.отс.АК2}} = K_{\text{н}} \cdot I_{\text{КЗ К1}}. \quad (8.4)$$

Однако в ряде случаев такой ток отсечки недопустимо загроубляет отсечку и приходится отстраиваться от КЗ в точке К2:

$$I_{\text{ср.отс.АК2}} = K_{\text{н}} \cdot I_{\text{КЗ К2}}. \quad (8.5)$$

При этом отсечка срабатывает при КЗ на выводах трансформатора, т. е. работает неселективно.

Поскольку КЗ в трансформаторах бывает реже, чем на линиях, такую неселективность можно допустить. Эта неселективность может быть исправлена действием АПВ, при условии, что предохранитель трансформатора успевает перегореть за время отключения выключателя действием отсечки.

При токе КЗ равном пятнадцатикратному номинальному току плавкой вставки ПК, время ее перегорания менее 0,05с, и это условие обеспечивается. Не менее такой величины должна быть выбрана уставка отсечки:

$$I_{\text{ср.отс.АК2}} = 15 \cdot I_{\text{ном.ПК}}. \quad (8.6)$$

8.4.Токвые отсечки на линиях с двухсторонним питанием

Недостаток МТЗ в отношении замедленного отключения КЗ вблизи источников питания может быть устранен с помощью токовых отсечек (схема рис. 8.4)

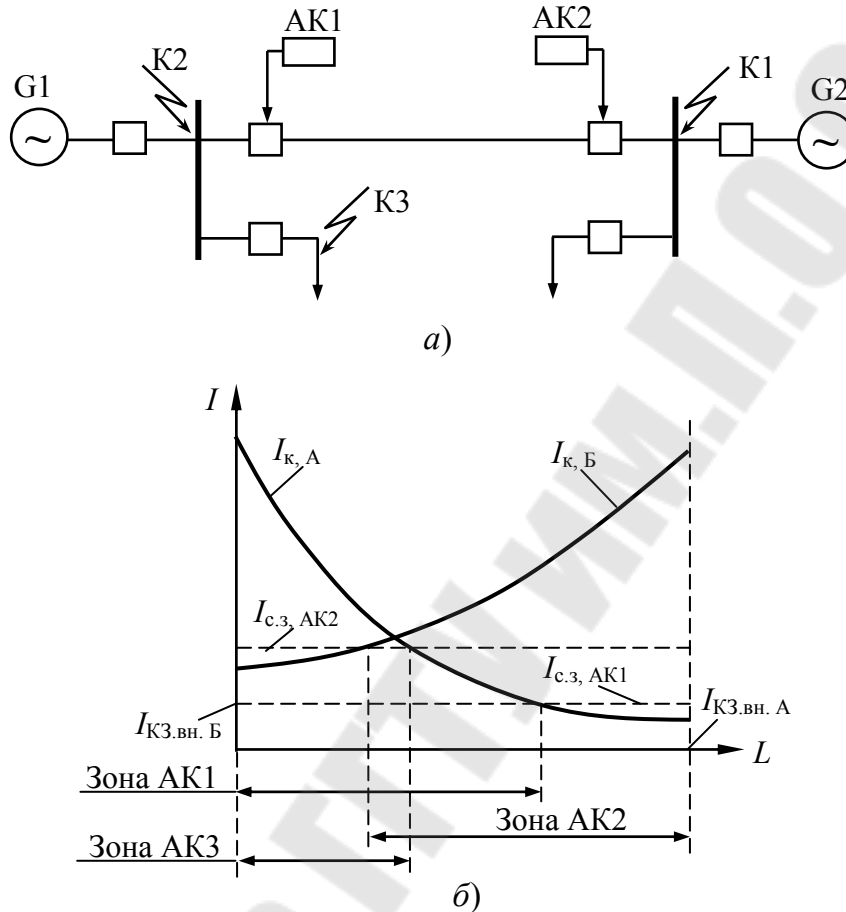


Рис.8.4. Токвые отсечки на линиях с двухсторонним питанием

Ток срабатывания защит АК1 и АК2 находят по выражениям

$$I_{с.з. АК1} = K_3 \cdot I_{K3 \text{ внеш. А}};$$

$$I_{с.з. АК2} = K_3 \cdot I_{K3 \text{ внеш. В}}.$$

Однако при таком выборе токов срабатывания одна из защит может работать неселективно.

Действительно, если ток $I_{K3 \text{ внеш. А}}$ при КЗ в точке К2 больше, чем ток $I_{с.з. АК1}$, то защита АК1 будет работать неселективно при КЗ на отходящей линии от шин А (точка К3). Для обеспечения селективности необходимо токи срабатывания защит АК1 и АК2 принять одинаковыми и равными большему расчетному значению $I_{с.з. АК}$. При

этом зона одной из защит может существенно уменьшиться. Или защиту АК1 дополнить органом направления мощности.

8.5. Схемы токовых отсечек

Схемы токовых отсечек по принципу действия аналогичны схемам МТЗ. Отличие ТО по первой зоне от МТЗ заключается в отсутствии органа выдержки времени (рис. 8.5).

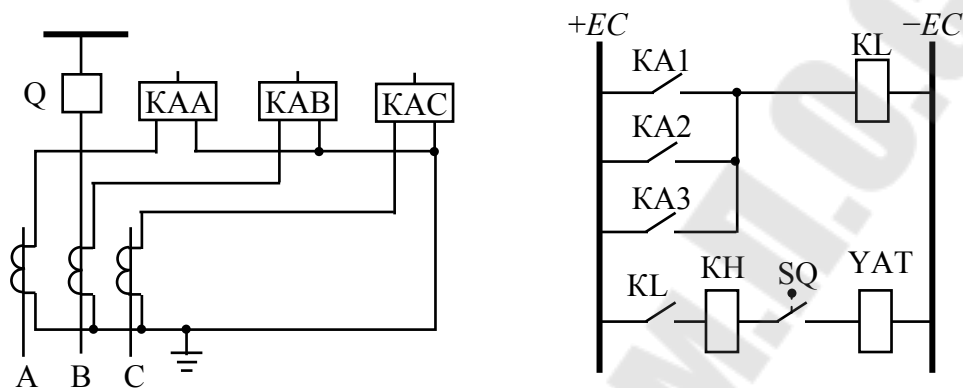
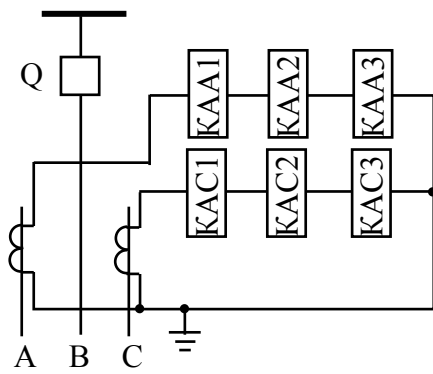
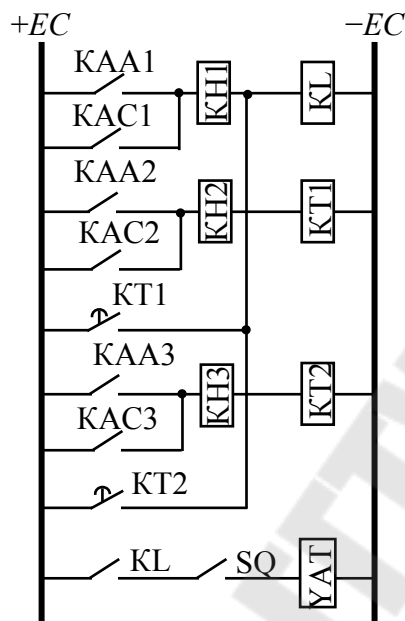


Рис.8.5. Схема ТО (первая зона) на постоянном оперативном токе в трехфазном трехрелейном исполнении

Схемы трехступенчатых токовых защит от КЗ (две зоны ТО и одна МТЗ) приведены на рис. 8.6 для электромеханических реле и на рис. 8.7 для цифровых реле.



a)



б)

| | |
|---|--|
| 1 | Токовые цепи |
| 2 | Токовая отсечка без выдержки времени $I >>>$ |
| 3 | Токовая отсечка без выдержки времени $I >>$ |
| 4 | МТЗ $I >$ |
| 5 | Электромагнит отключения выключателя |

Рис.8.6. Схема ТО (первая зона), ТО с выдержкой времени (2 зона) и МТЗ на постоянном оперативном токе в двухфазном двухрелейном исполнении

Пример схемы присоединения цифрового реле показан на рис. 8.7. Цифровое реле обеспечивает трехступенчатую токовую защиту от КЗ (две зоны ТО и одна – МТЗ). Уставки срабатывания двух зон ТО и МТЗ задаются программированием.

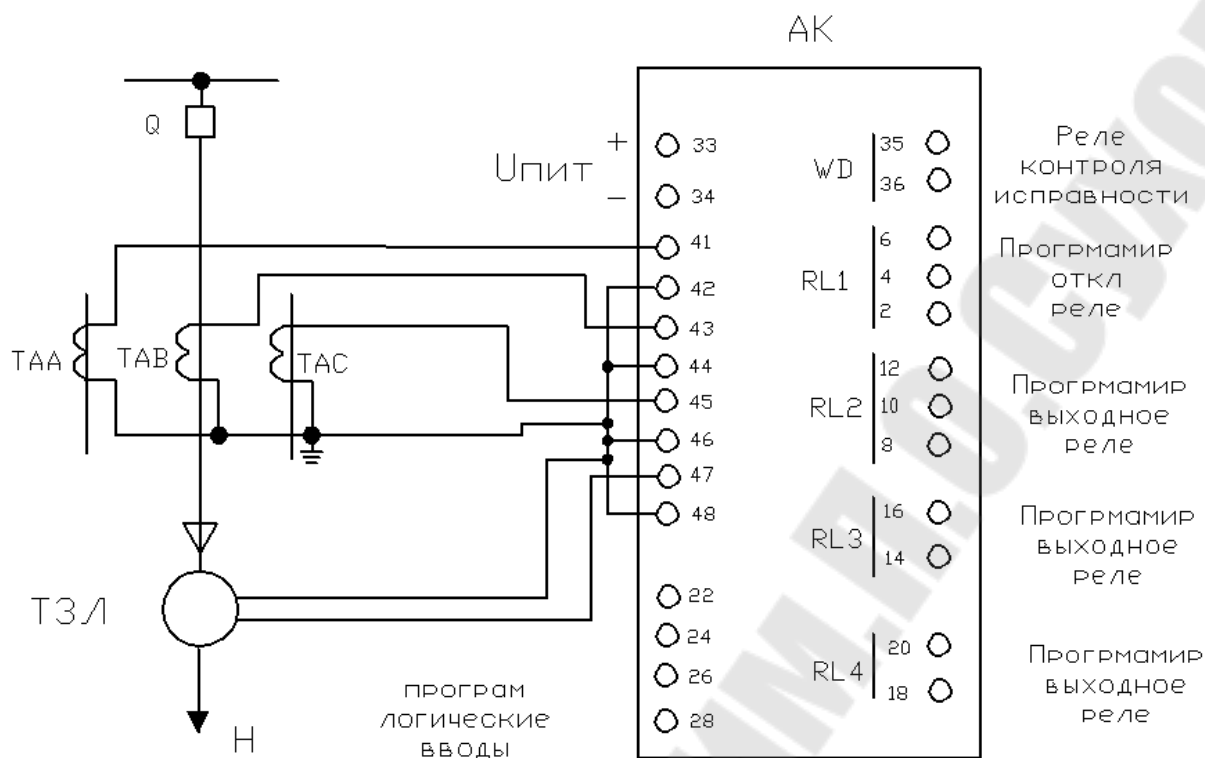


Рис.8.7. Принципиальная схема присоединения цифрового реле для обеспечения двух зон ТО и МТЗ

8.5. Общая оценка ТО

К достоинствам токовых отсечек относят:

- селективное действие в сетях даже сложной конфигурации;
- быстрое отключение наиболее тяжелых КЗ вблизи шин питающих подстанций;
- простота схемы; простота выбора параметров срабатывания.

К недостаткам токовых отсечек относят:

- защита только части длины линии;
- зависимость защищаемой зоны от режима работы системы и переходного сопротивления в месте КЗ.

В связи с перечисленными недостатками ТО применяются в виде резервных защит, предназначенных для сокращения времени отключения наиболее тяжелых близких КЗ. При применении ТО защищаемая зона должна быть не менее 15...20 % длины линии.

Контрольные вопросы

1. Как обеспечивается селективность ТО?
2. Как выбираются уставки ТО без выдержки времени?
3. Как выбираются уставки ТО с выдержкой времени?
4. Чем отличается ТО от МТЗ при выборе уставок?
5. В чем заключаются основные достоинства и недостатки ТО?
6. Чем отличается схема ТО по первой зоне от схемы МТЗ?
7. Чем отличается схема ТО по второй зоне от схемы МТЗ?
8. Чему равно минимальное значение коэффициента чувствительности ТО?
9. В каких случаях применение ТО не возможно?

ЛЕКЦИЯ № 9

МАКСИМАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ НАПРАВЛЕННАЯ ЗАЩИТА ЛИНИЙ

Содержание лекции

- 9.1. Принцип действия максимальной токовой направленной защиты линий.
- 9.2. Включение реле мощности.
- 9.3. Выбор уставок максимальных токовых направленных защит.
- 9.4. МТНЗ в кольцевых сетях.
- 9.5. Токовые защиты на двух параллельных линиях.
- 9.6. Принципиальная схема МТНЗ.

9.1. Принцип действия максимальной токовой направленной защиты линий

В сетях с двухсторонним питанием, в сложных сетях с одним или несколькими источниками питания невозможно добиться селективного действия МТЗ и ТО.

Поясним это на примере. На рис. 9.1 приведена схема системы электроснабжения с двумя источниками питания G1 и G2.

В случае МТЗ при КЗ в точке К1 придут в действие все защиты. При этом для селективного отключения поврежденного участка АБ необходимо, чтобы выдержка времени t_2 комплекта защиты АК2 была меньше выдержки времени t_3 комплекта защиты АК3 и выдержки времени t_4 защиты АК4, т. е. $t_2 < t_3$ и $t_2 < t_4$.

При КЗ в точке К2 – $t_3 < t_2$ и $t_3 < t_1$.

Из этих неравенств видно, что к защитами АК2 и АК3 предъявляются противоречивые требования. Невозможно выполнить условие, чтобы в одно и то же время выдержка времени защиты АК2 была бы и больше и меньше выдержки времени защиты АК3. Поэтому в таких сетях МТЗ не может быть селективной.

Токовые отсечки могут быть селективными в сетях с двухсторонним питанием, но при этом они, как правило, имеют недостаточную чувствительность.

Всеми перечисленными недостатками не обладает максимальная токовая направленная защита (МТНЗ) линий.

МТНЗ реагирует не только на абсолютную величину тока в защищаемой линии, но и на фазу этого тока относительно напряжения на шинах у места установки защиты, т.е. действует в зависимости от

направления мощности при КЗ. Такое ее действие обеспечивается благодаря включению в схему защиты реле направления мощности.

9.2. Включение реле мощности

Рассмотрим векторные диаграммы токов и напряжений при КЗ в точках К1 и К2 (рис. 9.1). При построении векторных диаграмм за положительное направление тока принято его направление от шин в сторону линии. Угол сдвига фаз тока относительно вектора напряжения считается положительным при отстающем токе и отрицательным при опережающем токе.

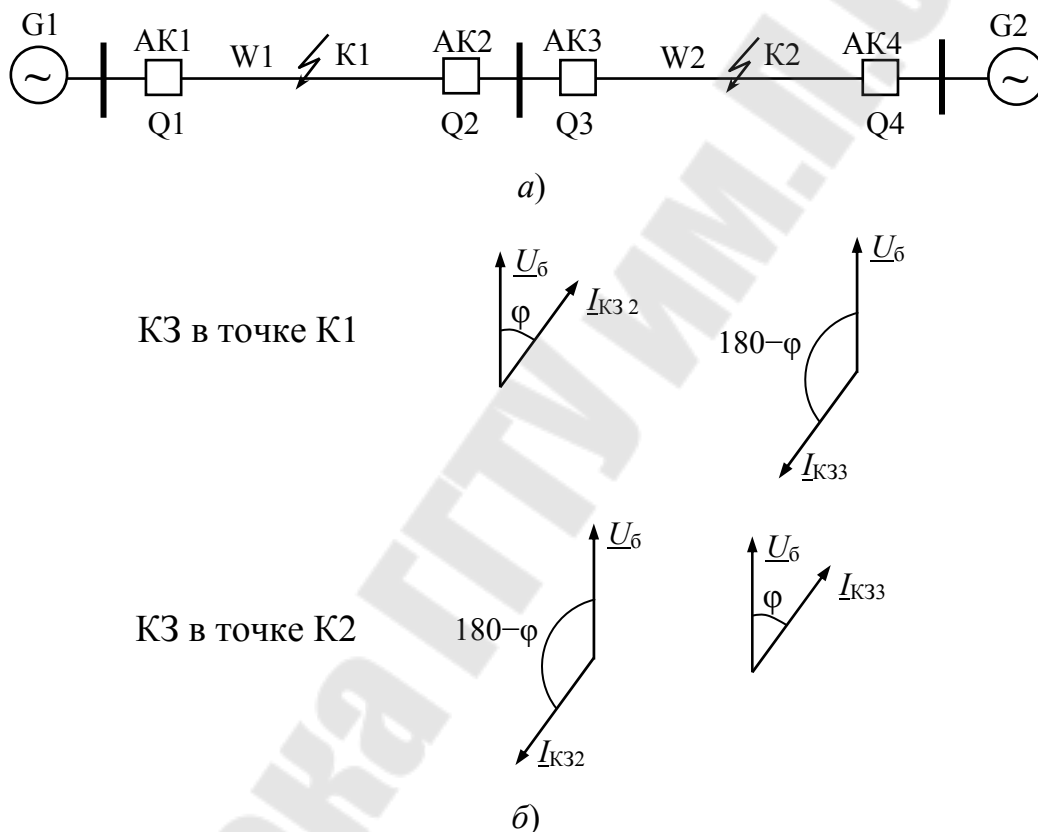


Рис. 9.1. Схема системы электроснабжения (а) и векторные диаграммы токов КЗ и напряжений при КЗ в точках К1 и К2 (б)

Из векторных диаграмм видно, что фаза тока в месте включения защит АК2 и АК3 относительно напряжения \underline{U}_6 при перемещении повреждения из точки К2 в точку К3 сдвинулась на 180° .

Таким образом, защиту АК2 необходимо выполнить так, чтобы она действовала на отключение только при углах между током и напряжением, соответствующих КЗ в точке К1, а защиту АК3 – при повреждении в точке К2. Из этого следует, что реле мощности при под-

ведении к нему напряжения $U_p = U_\phi$ и тока $I_p = I_{K3}$ должно замыкать контакты при угле φ_d и не замыкать их при угле $\varphi_p = 180^\circ - \varphi$.

В качестве реле мощности чаще применяют реле типа РБМ, на индукционном принципе действия или электронное реле типа РМ.

Реле мощности включается таким образом, чтобы сочетания напряжений и токов по величине и фазе были бы достаточными для срабатывания реле при различных видах КЗ.

В энергосистемах чаще применяются схемы включения реле и на полные напряжения и токи фаз, из которых наиболее распространена 90° схема (рис. 9.2). Название схемы носит условный характер и определяет угол $\varphi_p = 90^\circ$ между напряжением \underline{U}_p и опережающим его током \underline{I}_p .

При 90° схеме к реле фазы А подводят ток I_A и напряжение \underline{U}_{BC} , к реле фазы В – ток I_B и напряжение \underline{U}_{CA} , а к реле фазы С ток I_C и напряжение \underline{U}_{AB} .

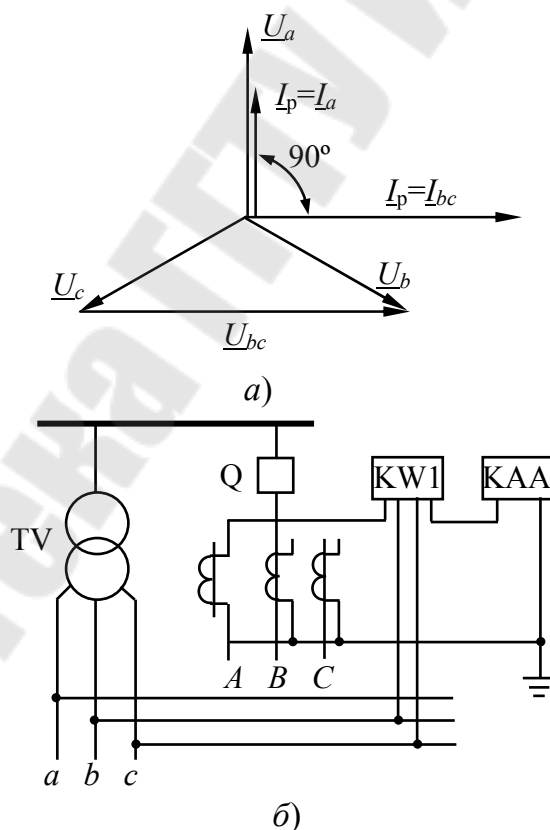


Рис. 9.2. 90° схема включения реле мощности

Эта схема обладает следующими свойствами:

1. Четко срабатывает при всех видах КЗ при включении на ток

поврежденной фазы;

2. Может иметь мертвую зону при трехфазных КЗ;

3. Может срабатывать ложно при двухфазных и однофазных КЗ при включении на ток неповрежденной фазы.

Рассмотрим более подробно свойства 90° схемы. Реле мощности может отказать в действии, если \underline{U}_p снижается настолько, что мощность, подводимая к реле, меньше мощности срабатывания реле $S_{ср}$. Такие условия имеют место при трехфазных КЗ вблизи места установки защиты, когда \underline{U}_p близко по значению к нулю, т. е. появляется мертвая зона. Длина мертвой зоны тем больше, чем меньше чувствительность реле (чем больше $S_{ср}$). Реле может отказать в случае, если мал угол φ_k между векторами тока и напряжения. Угол φ_k в зависимости от условий КЗ может изменяться от 0° до 90° . При этом надежная работа реле мощности обеспечивается выбором схемы его включения.

9.3. Выбор уставок максимальных токовых направленных защит

Выбор тока срабатывания МТНЗ. Ток срабатывания реле тока в простейшем случае определяется по выражению

$$I_{ср} = \frac{K_{отс} K_z K_{сх}}{K_B K_I} I_{н. макс} \quad (9.1)$$

где $I_{н. макс}$ – максимальный ток нагрузки защищаемой линии с учетом возможности размыкания сети или отключения одного источника питания.

При определении $I_{н. макс}$ принимается только максимальный режим, соответствующий направлению мощности от шин в линию.

В сетях с двухсторонним питанием токи срабатывания защит, действующих в одном направлении, должны согласовываться по чувствительности, возрастая при приближении к источнику питания. Это согласование производится только для защит, входящих в одну группу (например – защиты АК2, АК4 и АК6 и защиты АК5, АК3 и АК1) (рис. 9.3). Причем защита, имеющая меньшую выдержку времени, должна иметь и меньший ток срабатывания, т. е.

$$I_{с.3.2} < I_{с.3.4} < I_{с.3.6}.$$

$$I_{с.3.5} < I_{с.3.3} < I_{с.3.1}$$

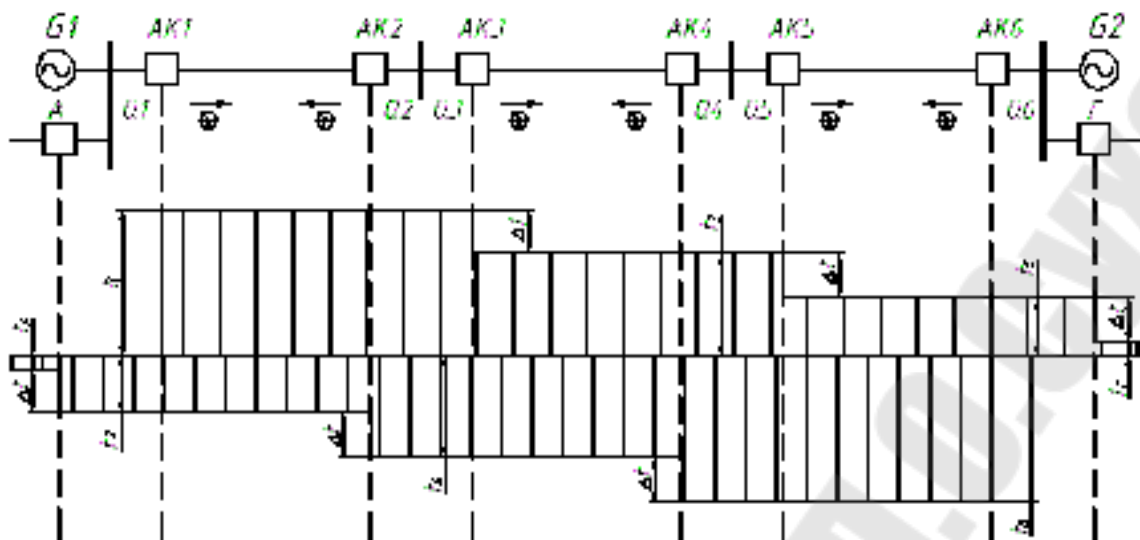


Рис. 9.3. Сеть с двухсторонним питанием

В общем случае

$$I_{с.з.n} = K_{зап} \cdot I_{с.з.(n-1)},$$

где $K_{зап}$ принимается равным 1,1.

Таким образом, токи срабатывания должны удовлетворять встречно-ступенчатому принципу.

Выбор времени срабатывания МТНЗ

Рассмотрим сеть, приведенную на рис. 9.3. Наличие реле мощности в схемах МТНЗ дает возможность не согласовывать между собой их выдержки времени.

При КЗ в точке К1 токи будут одинаковы у защит АК2, АК4 и АК6 и эти защиты придут в действие.

Для селективного действия защит необходимо, чтобы выдержка времени t_2 защиты АК2 была меньше выдержки времени t_4 защиты АК4, а выдержка времени t_4 защиты АК4 была меньше выдержки времени t_6 защиты АК6.

Точно также должны быть согласованы между собой выдержки времени защит АК1, АК3 и АК5 при КЗ в точке К2.

Т.е, защиты рассматриваемого участка разбиваются на две группы – четную и нечетную, не связанные между собой выдержками времени. Принято называть выбор выдержек времени МТНЗ по встречно-ступенчатому принципу.

Таким образом, селективность действия МТНЗ обеспечивают органы выдержки времени. Выдержки времени подбираются по

встречно-ступенчатому принципу, при котором вначале согласуются выдержки времени защит, действующих в одном направлении, а затем выдержки времени защит, действующих в другом направлении.

В пределах каждой группы выдержки времени выбираются по ступенчатому принципу

$$t_4 = t_2 + \Delta t; \quad t_6 = t_4 + \Delta t$$

$$\text{и } t_3 = t_5 + \Delta t, \quad t_1 = t_3 + \Delta t$$

где Δt – ступень селективности.

Минимальную выдержку времени имеют защиты АК2 и АК5. Они отстраиваются от защит других присоединений подстанций А и Г. В каждой группе защит время срабатывания увеличивается по мере приближения к источникам питания.

Учитывая наличие реле направления мощности, защиты будут работать селективно при КЗ в любой точке сети.

9.4. МТНЗ в кольцевых сетях

В кольцевых сетях с одним источником питания выдержки времени МТНЗ выбираются по встречно-ступенчатому принципу.

Защиты АК2 и АК5, установленные на приемных сторонах головных участков АБ и АВ, выполняются без замедлений. Такая возможность определена тем, что при внешних КЗ мощность у места установки защит АК2 и АК5 всегда направлена от линий к шинам. Поэтому их органы направления мощности препятствуют срабатыванию защит. Защиты АК2 и АК5 также не будут срабатывать при повреждениях вне кольца на других присоединениях подстанции А (точка К2), т. к. ток повреждения при этом по кольцу не проходит.

Только при КЗ на линиях АБ или АВ органы направления мощности защит АК2 и АК5 будут срабатывать и защиты смогут подействовать на отключение. Это дает возможность выполнить их действие без замедления.

При КЗ на линии АБ вблизи шин подстанции А ток в точку КЗ проходит в основном через выключатель Q1 и только небольшая доля тока КЗ замыкается по кольцу. По мере приближения точки КЗ к шинам подстанции А этот ток станет меньше тока срабатывания защиты АК2. Защита АК2 сможет сработать только после отключения выключателя Q1, когда весь ток повреждения будет замыкаться по кольцу и проходить через защиту АК2.

Таким образом, при повреждениях в пределах некоторой зоны

защита АК2 действует всегда только после срабатывания защиты АК1. Такое поочередное действие защит называется каскадным, а зона зоной каскадного действия.

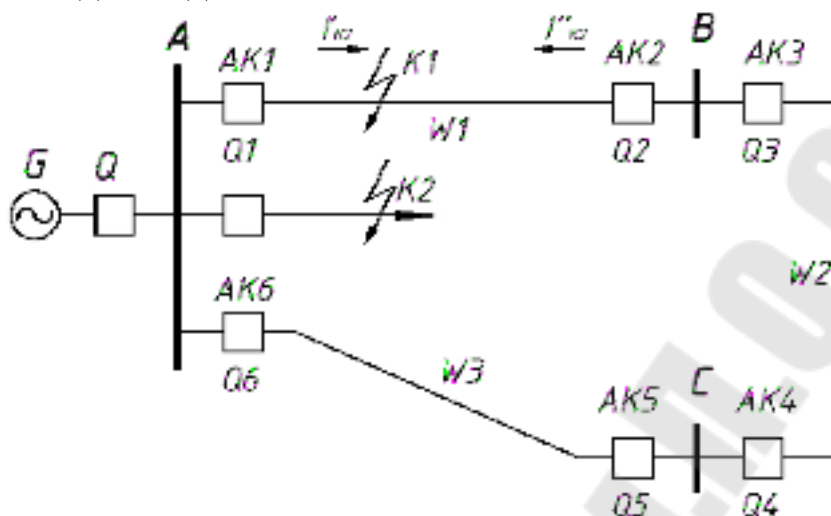


Рис. 9.4. Кольцевая сеть с одним источником питания

При каскадном действии защит время отключения поврежденного участка увеличивается.

Кроме того может иметь место неправильная работа защит АК4 и АК6, органы направления мощности которых при КЗ в точке К1 находятся в сработавшем состоянии. Неправильное действие защит может произойти в том случае, если их токи срабатывания АК4 и АК6 окажутся меньше тока КЗ в точке К1.

9.5. Токовые защиты на двух параллельных линиях

Схема двух параллельных линий часто применяется в случаях, когда по одной линии не удастся обеспечить питание всей нагрузки секции. Приходится включать параллельно две линии. Для обеспечения селективности на приемной стороне защиты АК3, АК4 необходимо выполнить направленными (рис. 9.5).

При КЗ на W1 через защиты АК3 и АК4 протекает одинаковый ток I_2 и по его величине невозможно определить, на какой линии произошло КЗ и которую из них нужно отключить с приемной стороны. Это и определяется по направлению тока в защитах. С питающей стороны может быть применена ненаправленная двух-, трехступенчатая защита. При КЗ на одной из ВЛ в начале линии, в защите АК3 и АК4 ток КЗ не протекает или он очень мал. В данном случае должна сработать ТО на ПС1 и отключить выключатель. После этого весь ток КЗ протечет по цепи ПС1, W2, ПС2, W1, а по защитах АК3, АК4 пройдет

одинаковый ток КЗ, которого достаточно для срабатывания защиты и сработает та защита, у которой ток направлен в линию (рис. 9.5). Такое поочередное действие защит называется каскадным.

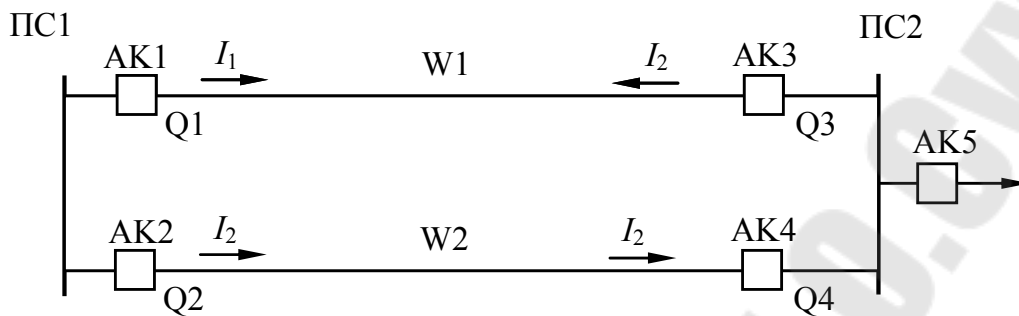


Рис. 9.5. Распределение токов КЗ при повреждении одной из параллельных линий и «каскадное» отключение линии

При КЗ в конце ВЛ у шин ПС2 (рис. 9.5) токи КЗ, протекающие по защитах АК1 и АК2, примерно одинаковы и определить на какой ВЛ повреждение невозможно. В данном случае КЗ первым должна отключить защита на ПС2, которая выполнена направленной и отключает именно поврежденную линию, затем каскадно сработает защита на ПС1. При каскадном действии общее время отключения повреждения равно суммарному времени срабатывания защит.

Уставки защиты выбираются по общим правилам защиты тупиковых линий. Выбираются две ступени: МТЗ и ТО.

Произведем выбор защит на приемной стороне ПС2 (рис. 9.5). Для обеспечения четкой работы защиты достаточно одноступенчатой МТЗ с этой стороны. Ток срабатывания отстраивается от тока нагрузки фидера в нормальном рабочем режиме:

$$I_{с.з} = \frac{K_n}{K_B} I_{нагр.ном} = \frac{1,2}{0,95} I_{нагр.ном} = 1,25 I_{нагр.ном} \quad (9.2)$$

Произведем выбор первой ступени защиты АК1 (АК2). Эта защита должна быть отстроена от тока КЗ в конце линии в максимальном режиме при условии, что вторая линия отключена:

$$I_{с.з} = K_n \cdot I_{КЗ ПС2} = 1,2 \cdot I_{КЗ ПС2}.$$

Произведем выбор второй ступени (МТЗ) АК1(АК2). Принцип выбора обычный: отстройка от максимального тока нагрузки ВЛ с учетом самозапуска и возможности наброса нагрузки при отключении второй параллельной ВЛ (рис. 9.5).

Произведем проверку чувствительности МТЗ АК1 (АК2) в минимальном режиме, при двухфазном КЗ и параллельной работе линий:

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{КЗ min}}^{(2)} / I_{\text{ср}}.$$

Проверка чувствительности производится в двух точках в основной зоне – на шинах ПС2 ($K_{\text{ч}} \geq 1,5$) и в зоне резервирования в конце линий, отходящих от ПС2 ($K_{\text{ч}} \geq 1,2$).

Проверка чувствительности отсечек в зоне их каскадного действия производится при минимальном режиме системы и двух параллельно работающих линиях. Цель проверки – убедиться в том, что зоны отсечек перекрываются и при КЗ в любом месте линии работает хотя бы одна отсечка. Рассчитывается ток, протекающий через защиты АК1 и АК3 (АК2 и АК4) при КЗ в середине линии. Если обе защиты имеют чувствительность при КЗ в этой точке не менее 1,5, значит, каскадная работа защит обеспечивается. Если чувствительность защиты не обеспечивается, обычно это получается для отсечки АК1, первый участок линии делится пополам и рассчитывается КЗ в середине участка (0,25 длины линии). Производится повторная проверка чувствительности, и если снова не получается, то делятся пополам получившиеся участки, считается ток КЗ и опять проверяется чувствительность.

Если линии очень короткие, то каскадное действие отсечек может быть не обеспечено. В данном случае при КЗ в той точке, где уже не работает отсечка на ПС2 и не работает отсечка на ПС1, КЗ будет отключаться МТЗ этой линии. Отключение КЗ будет задержано на время срабатывания МТЗ, после чего должна сработать отсечка на ПС2. Ускорить отключение может применение на ПС1 второй ступени ТО с малой выдержкой времени, согласованной по току и по времени с отсечкой отходящей ВЛ на ПС2 (АК5), а также с отсечкой защиты на приемном конце параллельных линий (АК3, АК4). Согласование производится в режиме работы с одной линией. Проверка чувствительности в зоне каскадного действия производится также как и для ТО.

9.6. Принципиальная схема МТНЗ приведена на рис.9.6

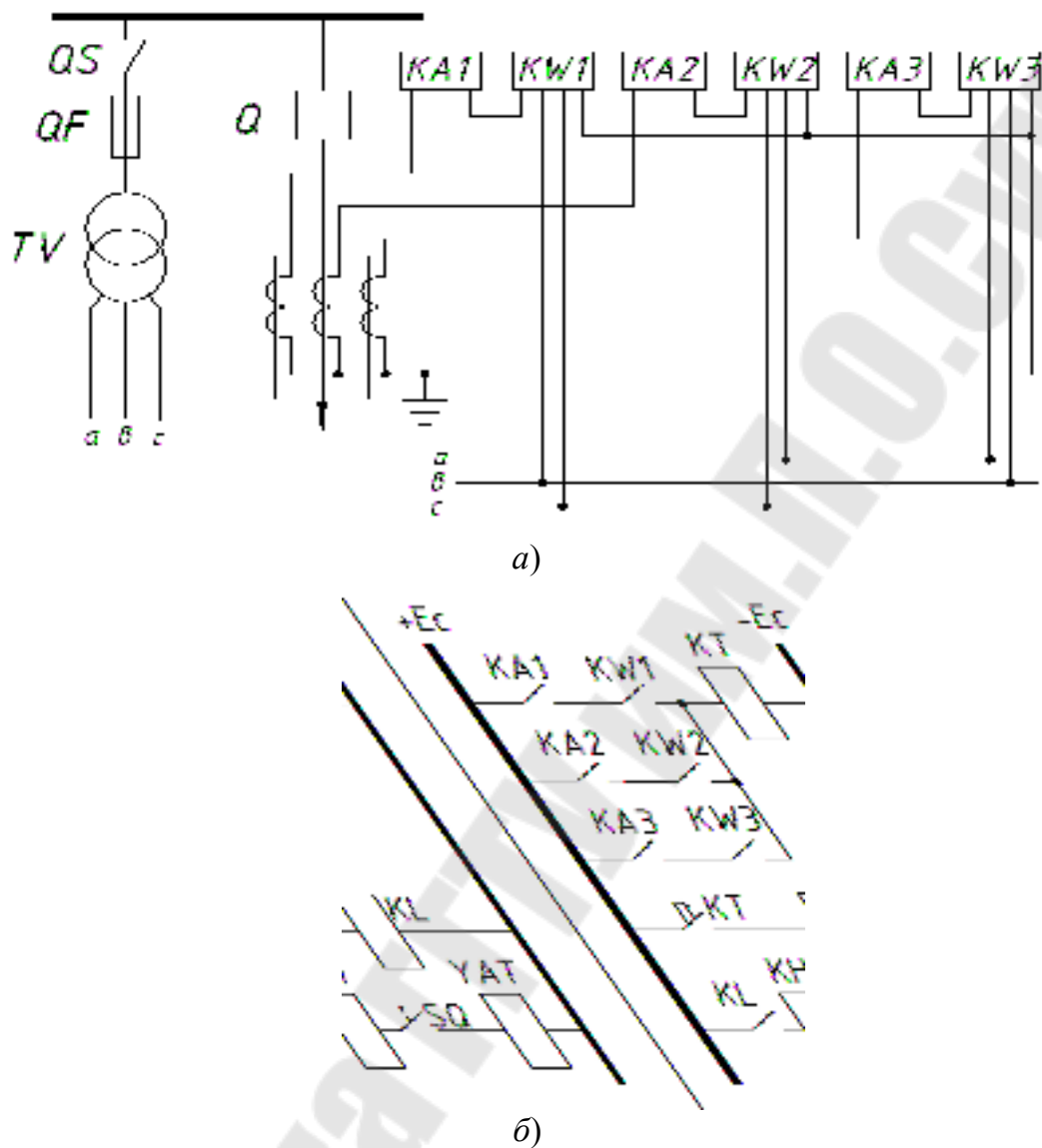


Рис. 9.6. Принципиальная схема МТНЗ: а – цепи тока и напряжения; б – оперативные цепи

Контрольные вопросы

1. Когда применяется МТНЗ?
2. Когда имеет место мертвая зона МТНЗ?
3. Укажите достоинства и недостатки 90° схемы включения реле мощности.
4. Назовите основные типы реле мощности.
5. Как выбирается ток срабатывания МТНЗ?
6. Как выбирается время срабатывания МТНЗ?
7. Что такое каскадное действие защит?
8. В каких сетях имеет место каскадное действие защит?

ЛЕКЦИЯ № 10

ЗАЩИТА ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ 6...35 кВ

Содержание лекции

- 10.1. Токи и напряжения при замыкании на землю (ЗЗ).
- 10.2. Основные требования к защитам от ЗЗ.
- 10.3. Принципы выполнения защит от ЗЗ.
- 10.4. Выбор тока срабатывания ненаправленной защиты ЗЗ.
- 10.5. Выбор параметров срабатывания направленной защиты ЗЗ.
- 10.6. Защита от замыкания на землю в сетях с компенсированной нейтралью.

10.1. Токи и напряжения при замыкании на землю

Сети напряжением 6...35 кВ работают с изолированной или компенсированной через дугогасящий реактор нейтралью. Поэтому значения емкостных токов однофазного замыкания на землю невелики, они не превышают 20...30 А. Как правило, при однофазном замыкании не требуется немедленного отключения поврежденного присоединения, а необходимо принять меры по переводу нагрузки на резервный источник, а затем отключить поврежденную линию. Необходимо помнить, что в случае дугового замыкания на одном из присоединений во всей электрически связанной сети возникают опасные перенапряжения (до $4,2 \cdot U_{\text{фаз}}$), воздействующие на изоляцию электроустановок. Эта – одна из главных причин выхода из строя высоковольтных двигателей, подключенных к сети 6 или 10 кВ.

В соответствии с ПУЭ для селективного обнаружения однофазных замыканий на каждом присоединении должна быть установлена защита от замыканий на землю (защита нулевой последовательности), которая в одних случаях действует на сигнал, в других – на отключение. В частности, на тех электродвигателях, у которых емкостной ток замыкания на землю превышает 5 А (первичных), защита должна действовать на отключение без замедления. Вместе с тем, практика показала, что и при меньших токах ЗЗ желательно двигатель отключать, поскольку длительное воздействие токов однофазного замыкания на землю на изоляцию двигателя приводит к переходу однофазного замыкания к двухфазному КЗ.

Путь для тока, протекающего через землю, осуществляется через емкостную проводимость сети каждой фазы относительно земли.

Емкостные сопротивления элементов электрической системы значительно превышают их индуктивные и активные сопротивления, что позволяет при определении тока замыкания на землю пренебречь ими и, следовательно, считать, что величина этого тока практически не зависит от места замыкания в сети.

Кроме того, ток замыкания на землю относительно мал и поэтому можно считать, что напряжение источника всегда остается неизменным.

Наибольшая величина тока замыкания на землю I_K будет при металлическом замыкании, т. е. при $R_{\Pi} = 0$.

$$I_K = 3 \cdot j \cdot \frac{U_{\text{ф.ср}}}{X_{c0\Sigma}} = 3 \cdot U_{\text{ф.ср}} \cdot \omega \cdot C_{\text{уд}} \cdot L \cdot 10^{-6}. \quad (10.1)$$

Т. е. ток в 3 раза превышает емкостной ток на землю одной фазы в нормальных условиях.

Таким образом, при замыкании на землю:

- Напряжение поврежденной фазы снижается до нуля;
- Напряжения неповрежденных фаз возрастает в $\sqrt{3}$ раз;
- Треугольник линейных напряжений не искажается, т. е. этот вид повреждений на работе потребителей не отражается.

Для пояснения принципа действия защиты от замыкания на землю на рис. 10.1 показано распределение емкостных токов в поврежденном и неповрежденных элементах сети.

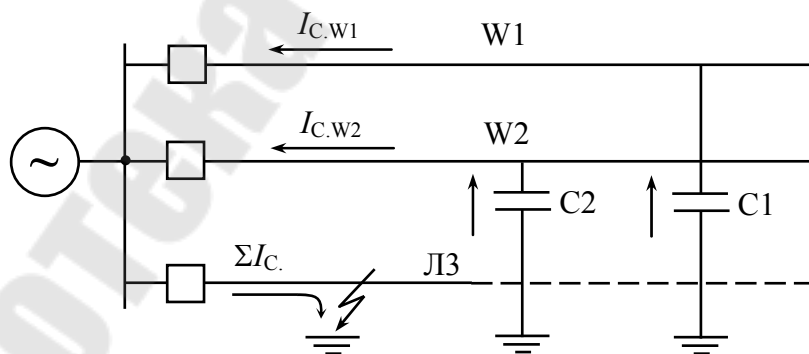


Рис. 10.1. Распределение емкостных токов при замыкании на землю

При замыкании на землю одной из фаз, например, на линии W3 по "здоровым" фазам неповрежденных линий W1, W2 будут протекать емкостные токи, значение которых зависит от величины емкости

данных линий относительно земли, а, следовательно, от параметров линии (длина и сечение). В поврежденной линии WЗ эти токи складываются и проходят через точку замыкания на землю.

10.2. Основные требования к защитам от замыкания на землю

Защита от замыканий на землю (ЗЗ) на линиях действует на сигнал, тем не менее, применение этих защит целесообразно, так как место замыкания на землю нужно отыскать и устранить по возможности быстро, потому что упавший провод опасен для окружающих. Кроме того, повреждение в месте замыкания на землю развивается и со временем может привести к КЗ. В ряде случаев защита должна обязательно действовать на отключение при наличии двигателей и генераторов при токе замыкания на землю более 5 А и передвижных механизмы с электродвигательными приводами.

Так как замыкания на землю не вызывают появления сверхтоков и не искажают величину междуфазных напряжений, то не требуется немедленной ликвидации замыкания за землю.

Однако вследствие повышения напряжения на неповрежденных фазах возможен пробой изоляции и потому ПУЭ рекомендуют оставлять замыкание на землю в течение не более 2 часов.

Защиты от замыканий на землю должны быть селективными и иметь высокую чувствительность, т. к. токи замыкания равны от нескольких ампер до 20-30 А.

10.3. Принципы выполнения защит от замыкания на землю

Признаки, по которым можно отличить поврежденную линию от неповрежденной линии следующие:

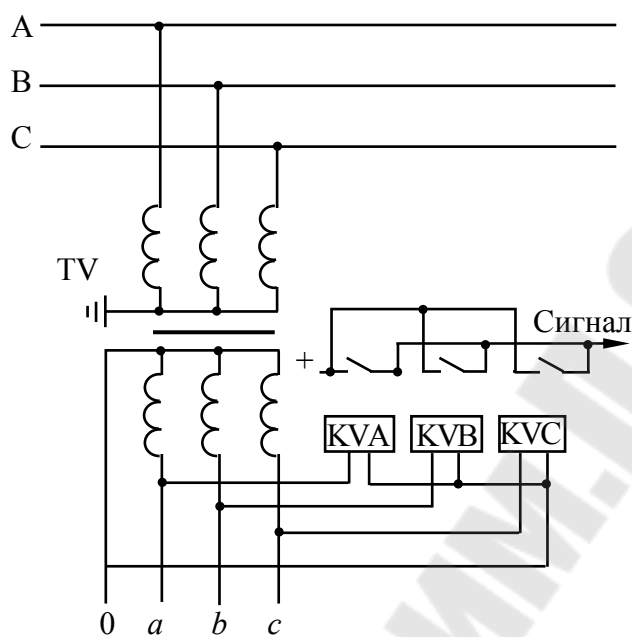
- величина тока нулевой последовательности ($3I_0$) в неповрежденной линии меньше, чем в поврежденной;
- направление вектора тока $3I_0$ в поврежденной и неповрежденной линиях противоположное.

На практике применяют два вида защит от замыкания на землю: ненаправленную (по 1-му признаку) и направленную (по 2-му признаку).

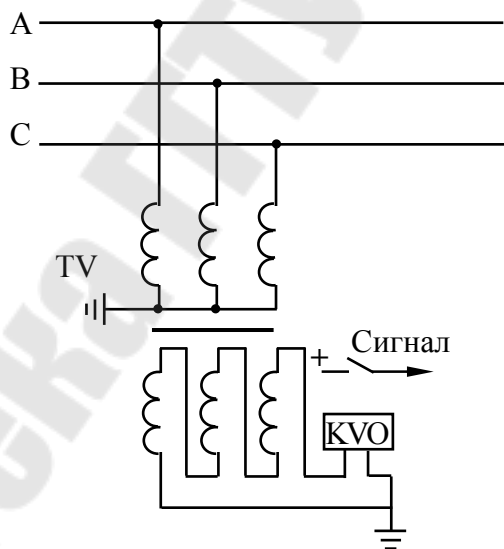
В цифровых реле для защиты нулевой последовательности применяются те же принципы построения, что и в аналоговых защитах.

Неселективная сигнализация о замыкании на землю

Неселективная сигнализация о замыкании на землю является простейшей защитой о появлении замыкания на землю без указания поврежденного участка.

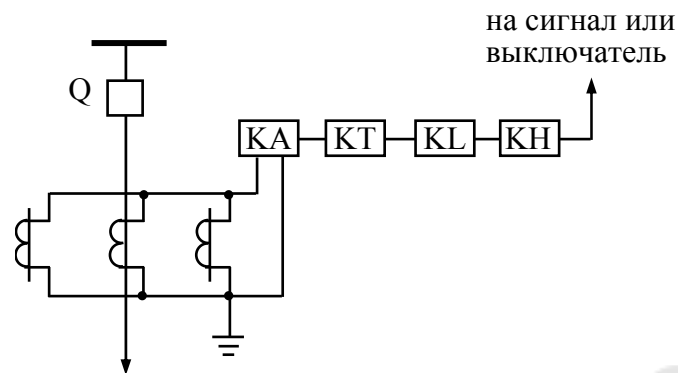


a)

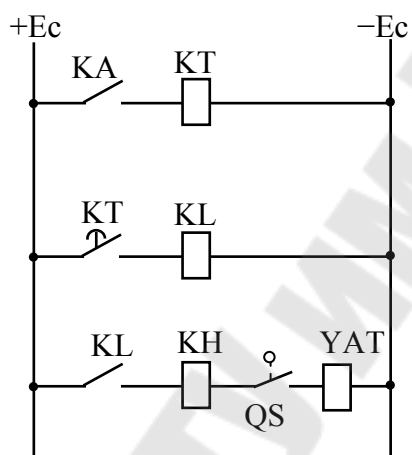


б)

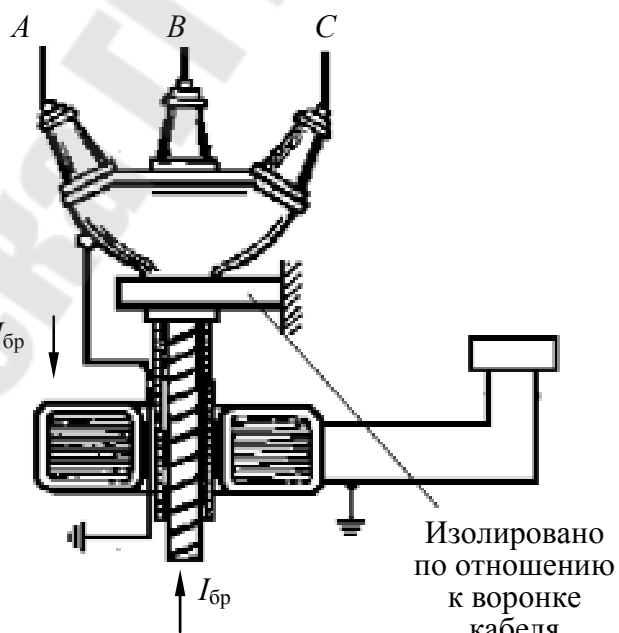
Рис 10.2. Неселективная сигнализация о замыкании на землю



a)



б)



в)

Рис.10.3. Ненаправленная токовая защита: а – с использованием фильтра токов нулевой последовательности, б – с использованием кабельного ТТНП

При появлении замыкания на землю реле напряжения выдают сигнал, а затем дежурный поочередным отключением присоединений определяет поврежденный элемент. Указанный способ связан с кратковременным нарушением питания потребителей и требует много времени.

В связи с этим неселективную защиту необходимо дополнять селективной защитой от замыканий на землю.

Ненаправленная токовая защита реагирует на полный ток нулевой последовательности и предназначена для радиальных сетей.

Для выделения емкостного тока из общего тока нагрузки линии применяют фильтр тока нулевой последовательности (рис. 10.3, а)

Существенным осложнением является то, что ток замыкания на землю имеет очень малую величину

Для защиты от замыканий на землю используют специальные трансформаторы тока нулевой последовательности типа ТЗЛ, ТЗР, которые можно применить только при наличии кабельного вывода из ячейки (рис. 10.3, б). Для ячеек КРУ с воздушным выводом линий Самарский трансформаторный завод выпускает ТТ нулевой последовательности для воздушных выводов 6-10 кВ типа ТДЗЛВ-10. Трансформатор, имеющий внутренний диаметр окна 590 мм, устанавливается внутри ячейки и охватывает проходные изоляторы всех трех фаз.

Для кабельных ЛЭП изготавливаются ТНП типа ТЗ с неразъемным магнитопроводом, надеваемым на кабель до монтажа воронки, а также типа ТЗР и ТФ с разъемным магнитопроводом, которые можно устанавливать на кабелях, находящихся в эксплуатации без снятия кабельной воронки. Конструкция кабельного ТНП показана на рис. 10.3, б.

Магнитопровод 1, собранный из листов трансформаторной стали, имеет обычно форму кольца или прямоугольника, охватывающего все три фазы защищаемой кабельной ЛЭП. Провода фаз А, В, С, проходящие через отверстие ТНП, являются первичной обмоткой трансформатора, вторичная обмотка располагается на магнитопроводе с числом витков $w = 20...30$. Токи фаз \underline{I}_A , \underline{I}_B и \underline{I}_C создают в магнитопроводе соответствующие магнитные потоки $\underline{\Phi}_A$, $\underline{\Phi}_B$, $\underline{\Phi}_C$, которые, складываясь, образуют результирующий поток:

$$\underline{\Phi}_{рез} = \underline{\Phi}_A + \underline{\Phi}_B + \underline{\Phi}_C. \quad (10.2)$$

Так как сумма токов $\underline{I}_A + \underline{I}_B + \underline{I}_C = 3\underline{I}_0$, то результирующий поток, создаваемый первичными токами ТНП пропорционален состав-

ляющей тока нулевой последовательности: $\Phi_{\text{рез}} = k \cdot 3I_0$, где k – коэффициент пропорциональности.

Поток $\Phi_{\text{рез}}$, а также вторичная ЭДС E_2 и вторичный ток I_2 могут возникнуть только при условии, что сумма токов фаз не равна нулю, или, иначе говоря, когда фазные токи, проходящие через ТНП, содержат составляющую I_0 . Поэтому, ток во вторичной цепи ТНП будет появляться только при замыкании на землю. В режиме нагрузки, а также при трех- или двухфазных КЗ сумма токов фаз $\underline{I}_A + \underline{I}_B + \underline{I}_C = 0$ и поэтому ток в реле отсутствует ($\Phi_{\text{рез}} = 0$).

Однако, поскольку из-за неодинакового расположения фаз А, В и С относительно вторичной обмотки ТНП коэффициенты взаимной индукции этих фаз со вторичной обмоткой различны, несмотря на полную симметрию первичных токов, сумма их магнитных потоков в нормальном режиме не равна нулю. Появляется магнитный поток небаланса ($\Phi_{\text{рез}} - \Phi_{\text{нб}}$), вызывающий во вторичной обмотке ЭДС и ток небаланса ($I_{\text{нб}}$). ТНП имеют малую мощность, поэтому значительная часть тока расходуется на ток намагничивания. Это приводит к необходимости применять реле с очень малым потреблением или подбирать условия, при которых отдача мощности от ТТ будет максимальной.

Для получения наибольшей мощности от ТНП, а, следовательно, и максимальной чувствительности реле, питающихся от ТНП, сопротивление обмотки реле Z_p должно равняться сопротивлению ТНП. Пренебрегая сопротивлением вторичной обмотки Z_2 , получаем $Z_{\text{ТНП}} = Z_{\text{нам}}$ и тогда условие отдачи максимальной мощности можно выразить равенством $Z_p = Z_{\text{нам}}$. Погрешность ТНП достигает 50 %. При такой большой погрешности нельзя вычислять вторичный ток по первичному, пользуясь коэффициентом трансформации $K_I = w_2/w_1$. Поэтому чувствительность защиты, включенной на ТНП, оценивается по значению первичного тока, при котором обеспечивается действие защиты. В ряде случаев она должна быть на уровне долей одного Ампера. При малых значениях $3I_0$ ТНП работает в начальной части характеристики намагничивания, при которой МДС, созданная одновитковым ТНП, очень мала. Таким образом, для обеспечения необходимой чувствительности кроме конструктивных улучшений ТНП тре-

буется применение высокочувствительных измерительных органов, например специальное микроэлектронное реле типа РТЗ-51.

Измерительные органы цифровых устройств имеют высокую чувствительность и малое потребление ($I_{\text{ср}} = 0,05 \text{ А}$, $S_{\text{потр}} = 0,01 \text{ В} \cdot \text{А}$). Это позволяет не добиваться наивысшей отдачи мощности от ТНП. Потребление измерительных органов зависит от уставки. Поэтому, первичный ток срабатывания защиты целесообразно проверять опытным путем подачей тока в провод, пропущенный через окно ТНП.

При прохождении токов $I_{\text{бр}}$ по оболочке неповрежденного кабеля, охваченного ТНП, в реле КА появляется ток, от которого РЗ может подействовать неправильно. Эти токи появляются при замыканиях на землю вблизи кабеля или при работе сварочных аппаратов.

Для исключения ложной работы РЗ необходимо компенсировать влияние блуждающих токов, замыкающихся по проводящей оболочке и броне кабеля. С этой целью воронка и оболочка кабеля на участке от воронки до ТНП изолируются от земли (рис. 10.3, б), а заземляющий провод присоединяется к воронке кабеля и пропускается через окно ТНП. При таком исполнении ток, проходящий по броне кабеля, возвращается по заземляющему проводу, поэтому магнитные потоки в магнитопроводе ТНП от токов в броне и проводе взаимно уничтожаются. Магнитопровод ТНП должен быть надежно изолирован от брони кабеля.

Размещение защит в сети

Токовые ненаправленные защиты устанавливаются на всех линиях каждого радиального направления. Защиты устанавливаются в начале каждой линии (рис. 10.4).

При замыкании на землю в точке К срабатывают защиты АК1, АК2 и АК3. Дежурный персонал должен осмотром сигналов на ГПП, РП4, РП6 и РП7 установить поврежденный участок. Поврежденным будет тот участок, на котором сработавшая защита будет последней. Для разветвленных сетей с изолированной нейтралью, где емкостной ток одного фидера значительно меньше общего емкостного тока, в качестве ЗЗ можно применить просто токовую защиту высокой чувствительности. Такая защита имеется в большинстве микропроцессорных токовых устройств защиты.

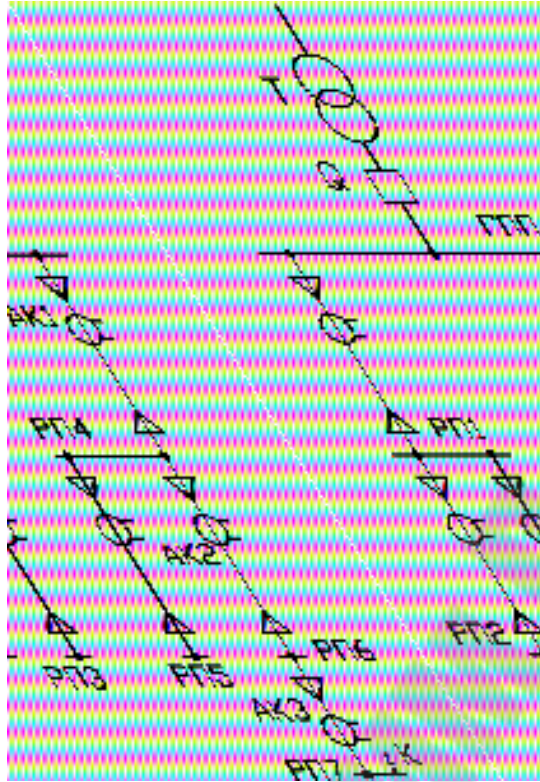


Рис. 10.4. Размещение токовых ненаправленных защит в сети

Направленная защита от замыканий на землю. В радиальных сетях, когда собственные емкостные токи отдельных присоединений велики и соизмеримы с полным током сети ненаправленная токовая защита неприемлема. Поэтому применяют направленную токовую защиту. Такая защита входит в устройство *MiCOM P125-127*, *БМРЗ*, *Sepam 2000* и в защиту *ЗЗП-1М* и *ЗЗН* производства ЧЭАЗ.

Определить направление тока $3I_0$ можно, если его вектор сравнить с неким вектором базовой величины, в качестве которого принят для всех линий вектор напряжения нулевой последовательности $3U_0$, получаемый от обмотки разомкнутого треугольника трансформатора напряжения типа НТМИ. В неповрежденных линиях протекают собственные емкостные токи, поэтому векторы токов $3I_0$ в неповрежденных линиях опережают вектор напряжения $3U_0$ на 90° . Следовательно, вектор тока $3I_0$ в поврежденной линии отстает от вектора $3U_0$ на 90° . Поэтому в аналоговых реле типов *ЗЗП-1М* и *ЗЗН* применяется измерительный орган направления мощности нулевой последовательности с углом максимальной чувствительности

$$\varphi_{\text{м.ч}} = +90^\circ.$$

10.4. Выбор тока срабатывания ненаправленной защиты ЗЗ

Уставка по току защиты от замыкания на землю рассчитывается по условию несрабатывания защиты от собственного емкостного тока данного присоединения (линии или электродвигателя) по выражению:

$$I_{с.з} \geq K_{отс} \cdot K_{бр} \cdot I_{с.пр}, \quad (10.3)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,2;

$K_{бр}$ – коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока в момент зажигания дуги; для цифровых реле $K_{бр} = 1,8...2$; для аналогового реле типа РТЗ-51 $K_{бр} = 2,5$;

$I_{с.пр}$ – собственный емкостной ток защищаемого присоединения.

Более точно значение $I_{с.дв}$ рекомендуется определять экспериментально. При этом, если двигатель глухо подключен к питающей его кабельной линии, в начале которой установлена защита с выключателем, то в выражении (10.3) значение $I_{с.пр}$ представляет собой сумму токов $I_{с.каб} + I_{с.дв}$.

Ток срабатывания защиты необходимо проверить по условию чувствительности:

$$K_{ч} = (\sum I_{с} - I_{с.пр}) / I_{с.з} \geq 1,2...1,5, \quad (10.4)$$

где $\sum I_{с}$ – суммарный емкостной ток всех присоединений данной электрической сети, с учетом возможного отключения одного из них на ремонт.

Сравнив выражения (10.3 и (10.4) увидим, что выполнить достаточно чувствительную ненаправленную защиту можно лишь в том случае, если значение $\sum I_{с}$ превышает величину $I_{с.пр}$ более, чем в 5 раз. То есть такую защиту можно применить только в достаточно разветвленной электрической сети. В противном случае применяют направленную ЗЗ. Вместе с тем, надежность ненаправленной защиты выше, чем направленной.

Защиты по току нулевой последовательности, подключаемые к трансформаторам тока нулевой последовательности отечественного производства, нельзя настраивать, непосредственно выставляя уставку в реле. Коэффициент трансформации этих трансформаторов резко

меняется в зависимости от нагрузки из-за их малой мощности. На уставку влияет даже сопротивление соединительных проводов. Поэтому, настройка ведется по первичному току, подаваемому через провод, пропущенный через зазор ТТНП. Для начала можно принять коэффициент трансформации ТНП, равным 25.

10.5. Выбор параметров срабатывания направленной защиты ЗЗ

Направленная защита применяется в сетях с токами замыкания на землю более 0,5...0,6 А (первичных) и в случае недостаточной чувствительности ненаправленной защиты.

В качестве уставок направленной защиты в цифровое реле вводятся следующие параметры:

- значение напряжения $3U_0 = 15...20$ В для отстройки от небаланса фильтра напряжения нулевой последовательности;
- характеристический угол $\varphi_{м.ч} = +90^\circ$;
- выдержка времени срабатывания; для электродвигателей выбирается $t_{с.з} = 0,1$ с, но допускается $t_{с.з} = 0,5$ с в случае применения линейных трансформаторов тока в трех фазах;
- значение тока срабатывания защиты $I_{с.з} = 3I_0$.

Уставка по току выбирается по условию обеспечения гарантированного коэффициента чувствительности, равного 2:

$$I_{с.з} = (\sum I_c - I_{с.пр})/2. \quad (10.5)$$

Значение $I_{с.з}$ должно быть принято более 0,3 А (первичных), иначе может произойти неселективное срабатывание цифрового реле при внешних замыканиях на землю.

Для обеспечения селективности за рубежом применяется и начинает применяться и у нас, режим заземления нейтрали через резистор сопротивлением 100 Ом. Активный ток замыкания на землю с таким резистором равен 60 А в сети 10 кВ и 36 А в сети 6 кВ. Такого тока вполне достаточно для обеспечения четкой и селективной работы токовой защиты нулевой последовательности, в том числе и при ее включении в нулевой провод фазных трансформаторов тока. В таких условиях защита от замыкания на землю должна работать на отключение. Если защиту ЗЗ выполнить направленной, то характеристический угол устанавливают $\varphi_{м.ч} = 0$ как в цепи с активным сопротивлением.

10.6. Защита от замыкания на землю в сетях с компенсированной нейтралью

Для сетей с компенсированной нейтралью принципы токовых защит от замыканий на землю не пригодны, так как величина тока на поврежденной линии может быть меньше чем на неповрежденной, а направление этого тока может быть различным. В разветвленных электрических сетях 6...35 кВ при относительно больших емкостных токах замыкания на землю более 20...30 А в нейтраль включают индуктивность, резонансно настроенную с емкостью сети (дугогасящий реактор – ДГР). В настоящее время серийно выпускаются автоматические регуляторы ДГР типа РУОМ. Этот ДГР при отсутствии замыкания на землю работает в режиме холостого хода, но его автоматика постоянно следит за изменением емкости сети и в момент возникновения замыкания на землю выводит ДГР на режим, близкий к резонансной настройке. При полной компенсации емкости сети в точке замыкания на землю ток практически отсутствует, поэтому рассмотренные выше защиты, реагирующие на ток $3I_0$ принципиально не могут быть использованы в компенсированных сетях.

Для таких сетей заводом ЧЭАЗ "Чебоксары" выпускается переносное аналоговое устройство сигнализации типа УСЗ-ЗМ, принцип действия которого основан на измерении гармонических составляющих тока замыкания на землю (от 150 до 650 Гц) в каждом присоединении. Поврежденное присоединение определяется по наибольшему значению высокочастотных составляющих тока замыкания на землю (относительный замер).

В цифровом реле типа *SPAC 2000* используется такой же принцип действия, но измерение производится одновременно в каждом присоединении, а результаты выводятся на дисплей. Для них используются специальные защиты, работающие на высших гармониках, учитывая, что реактор в нейтрали компенсирует только основную гармонику тока, а высшие гармоники остаются.

В реле защиты зарубежного производства *ALSTOM*, *SIEMENS*, *ABB* и др. применяется защита, реагирующая на направление активной мощности нулевой последовательности. Например, реле *MiCOM* – P125 -127, 140 и *Sepam 2000* используют реле направления активной мощности. Активные токи утечки на землю не компенсируются реактором, а их величина и направление используются защитой для определения поврежденного фидера.

Величина тока высших гармоник не постоянна, а зависит от схемы сети, тока нагрузки, уровня напряжения на шинах. Поэтому величина тока в защите ЗЗ изменяется и трудно подобрать и рассчитать уставку. Поэтому часто единственным методом настройки защиты является опыт замыкания на землю, при котором определяются величины токов высших гармоник на поврежденном и на неповрежденном фидерах. В любом случае величина тока высших гармоник на поврежденном фидере больше, чем на неповрежденных фидерах и достаточно просто сравнить эти токи.

В цифровых реле для компенсированных сетей применяется направленная защита от замыкания на землю, реагирующая на направление вектора активной составляющей тока замыкания на землю ($3I_0$). Величина активной составляющей тока очень мала, но цифровой принцип измерения позволяет его обнаружить и сравнить с уставкой. Защита характеризуется своей способностью обнаружения кратковременных повторяющихся замыканий на землю в течение выдержки времени при перемежающейся дуге.

Контрольные вопросы

1. Как изменяются фазные и линейные напряжения при замыкании одной фазы на землю в сети с изолированной нейтралью?
2. Как определяется ток замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью?
3. Каковы основные требования к защите от замыканий на землю?
4. Каковы принципы выполнения неселективной сигнализации от замыканий на землю?
5. Каковы принципы выполнения ненаправленной токовой защиты от замыканий на землю?
6. Как определяется ток срабатывания ненаправленной токовой защиты от замыканий на землю?
7. Каковы принципы выполнения направленной токовой защиты от замыканий на землю?
8. Как определяются параметры срабатывания направленной токовой защиты от замыканий на землю?
9. Каковы принципы действия защиты от замыканий на землю в сетях с компенсированной нейтралью?
10. Дайте общую оценку защите от замыканий на землю в сети с изолированной и с компенсированной нейтралью.

ЛЕКЦИЯ № 11

ДУГОВАЯ ЗАЩИТА. ЛОГИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА ШИН (ЛЗШ). ПОПЕРЕЧНАЯ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЗАЩИТА ПАРАЛЛЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Содержание лекции

- 11.1. Назначение дуговой защиты.
- 11.2. Принцип действия различных устройств дуговой защиты.
- 11.3. Устройства дуговой защиты.
- 11.4. Рекомендации при монтаже дуговой защиты.
- 11.5. Логическая защита шин (ЛЗШ).
- 11.6. Особенности устройства АПВ линий.
- 11.7. Ускорение МТЗ при включении выключателя.
- 11.8. Поперечная дифференциальная защита параллельных линий.

11.1. Назначение дуговой защиты

Комплектные распределительные устройства напряжением 6-10-35 кВ внутренней и наружной установки, являются одним из наиболее массовых элементов подстанций распределительных электрических сетей и станций, основным достоинством которых являются малые габаритные размеры, высокая степень готовности к монтажу и наладке. Ограниченное время отключения КРУ(Н) при внутренних КЗ через электрическую дугу не должно превышать 1 с, что связано с их малыми габаритными размерами. Данная проблема усугубляется тем, что КРУ, введенные в эксплуатацию в прошлом столетии, как правило, не оснащены полноценной быстродействующей защитой от дуговых КЗ.

При возникновении дугового перекрытия происходит прожигание металла стенок ячеек и перенос повреждения в соседние ячейки. Кроме того, при относительной герметичности современных ячеек и отсутствии разгрузочных клапанов внутреннее избыточное давление при КЗ не только разрушает аппараты, но и значительно деформирует корпус ячейки, что приводит и к механическому разрушению ячейки и ее элементов.

Последствия дугового (КЗ) в распределительных устройствах среднего напряжения могут быть очень тяжелыми. Дуговой разряд способен вывести из строя дорогое оборудование и вызвать продолжительные и дорогостоящие простои. Кроме того, электрическая дуга может нанести тяжелые травмы персоналу.

Причинами возникновения дуги могут быть: повреждение и старение изоляции, неисправность оборудования, неправильные соединения шин или кабелей, перенапряжения, коррозия, загрязнение, влага, ферромагнитный резонанс измерительных трансформаторов. К КЗ через дугу могут также приводить ошибки персонала. Воздействие большинства этих факторов можно предотвратить надлежащим техническим обслуживанием.

При обнаружении и минимизации последствий дугового разряда ключевым фактором является время. Дуговой разряд в течение 500 мс способен значительно повредить изоляцию и, таким образом, за 500 мс ячейка полностью выгорает. При длительности дугового разряда менее 100 мс повреждения часто имеют меньший масштаб, а если дуга устраняется меньше чем за 35 мс, повреждения почти незаметны.

Наибольшие разрушения ячеек КРУ происходят в результате дуговых замыканий в самих ячейках или на сборных шинах. Для предотвращения разрушения ячеек необходимо использовать один из вариантов построения дуговой защиты. С выходом 15-го издания ПТЭ (§5.4.19) применение быстродействующей дуговой защиты является обязательным в КРУ 6-10 кВ.

Существуют два основных вида дуговых защит:

- механическая дуговая защита настраивается на увеличение давления внутри объема ячейки в результате горения дуги – клапан, рамка;
- электронная дуговая защита настраивается на световой поток, появляющийся в момент возникновения дугового замыкания – фототиристор, фотодиод, оптоволокно (ВОД)).

Для исключения ложных срабатываний дуговая защита должна быть выполнена с контролем тока КЗ (пуск МТЗ) или снижения напряжения (пуск ЗМН).

11.2. Принцип действия различных устройств дуговой защиты

Реле защиты от дуги – это устройство, используемое для уменьшения повреждения оборудования и увеличения безопасности персонала. Устройство дуговой защиты обнаруживает дугу в распределительном устройстве. При обнаружении повреждения реле дуговой защиты отключает выключатель. Устройство дуговой защиты работает намного быстрее обычных систем защиты (МТЗ, ТО и т. д.).

Дуговая защита с помощью дугоуловителей и клапанов разгрузки. Для защиты отсека сборных шин по торцам секции КРУ устанавливаются дугоуловители (ДУ). При однорядном размещении двух секций КРУ дугоуловители устанавливаются между секциями. При возникновении в отсеке сборных шин шкафа дуга перемещается (не оставляя никаких следов) по сборным шинам в сторону от источника питания. Добравшись до торцевого шкафа секции, дуга попадает в дугоуловитель. На крыше ДУ установлен разгрузочный клапан с концевым выключателем. Клапан под действием избыточного давления газов, образующихся при горении электрической дуги, отбрасывается, – срабатывает концевой выключатель, выдавая сигнал на отключение вводного выключателя. Однако для дуговой защиты использование клапана в ячейке значительно ухудшает ее надежность. Клапанная дуговая защита как механическое устройство реагирует не на дугу, а на последствия дуги, и будет работать при достижении давления газов, достаточного для срабатывания, поэтому имеет определенные недостатки: недостаточную чувствительность и значительное время срабатывания.

Выполнение дуговой защиты с помощью разгрузочных клапанов и дугоуловителей – простой и надежный способ от разрушения шкафов КРУ токами КЗ.

Дуговая защита на фототиристорах. На секции КРУ фототиристоры дуговой защиты устанавливаются по два на одном кронштейне в линейном (кабельном) отсеке, в отсеке выключателя (трансформатора напряжения и т.д.) и в отсеке сборных шин в зависимости от применяемой конструкции КРУ. Фототиристор – это тиристор, перевод которого в состояние с высокой проводимостью осуществляется световым воздействием.

Для управления фототиристором пригодны следующие источники излучения – электрические лампы накаливания, импульсные газоразрядные лампы, светодиоды, квантовые генераторы и др.

Фототиристоры устанавливаются таким образом, чтобы им просматривался защищаемый отсек. Действие фототиристоров различных отсеков, кроме отсека сборных шин, осуществляется на отключение собственного выключателя.

Для защиты отсека сборных шин фототиристоры устанавливаются, начиная со второго шкафа, далее через два шкафа на третьем. При возникновении КЗ в отсеке сборных шин фототиристоры по шинкам дуговой защиты подают сигнал на отключение вводного или секци-

онного выключателя. Все фототиристоры подключаются к шинкам дуговой защиты параллельно.

Защита на основе волоконно-оптических датчиков Волоконно-оптические датчики (ВОД), установленные в отсеках высоковольтных шкафов и имеющие практически круговую диаграмму направленности, фиксируют световую вспышку от электрической дуги и передают ее по оптическому волокну в блок детектирования света устройства. При этом, устройство дуговой защиты формирует сигнал на отключение высокого напряжения от распредустройства, тем самым, защищая оборудование от разрушения.

11.3. Устройства дуговой защиты

Устройство быстродействующей селективной дуговой защиты БССДЗ-01/02, выпускаемое ЗАО «Промэлектроника» г. Саратов. При появлении дуги в КРУ(Н), в зависимости от ее места возникновения, БССДЗ-01/02 без выдержки времени выдает сигналы на отключение линейной ячейки (селективное отключение), секции или трансформатора с высокой стороны. После факта отключения устройством БССДЗ-01/02 секции эксплуатационный персонал имеет возможность определить место возникновения дуги и, после осмотра и устранения причин возникновения дугового замыкания, ввести БССДЗ-01/02 вновь в работу.

Устройства дуговой защиты семейства ОВОД



Применение ОВОД-М устанавливается в релейных отсеках КРУ и КРУН или в любом месте помещения для КРУ. Максимальное расстояние от места установки устройства до защищаемой секции (ячейки или отсека) определяется длиной оптического кабеля ВОД и может достигать многих сотен метров.

Функциональные и эксплуатационные возможности дуговой защиты ОВОД-М:

1. автоматический контроль работоспособности оптоэлектронного тракта;
2. выдача команд на отключение выключателей трех ступеней силовых электрических цепей;
3. определение отсека ячейки КРУ, в котором возникла электрическая дуга;
4. одновременная защита двух секций;
5. минимум затрат при быстром монтаже устройства без изменений в конструкции ячеек КРУ.

Устройства дуговой защиты "ДУГА-МТ"



Область применения:

- распределительные устройства напряжением 6-35 кВ;
- ячейки КРУ, КРУН, КСО;
- комплектные трансформаторные подстанции КТП, КТПСН, и т. п.

Назначение

- защита обслуживающего персонала от травм и повреждений вызванных открытой электрической дугой;
- минимизация или исключение разрушений в ячейках и секциях РУ;
- сокращение времени обнаружения и ликвидации последствий дугового замыкания;
- снижение затрат, связанных с нарушением электроснабжения.

Устройство "ДУГА-МТ" содержит:

- центральный блок «ДУГА-БЦ»;
- волоконно-оптические (ВОД) или фототиристорные (ФТД) датчики дуговых замыканий.

Устройство "ДУГА-МТ" обеспечивает селективное отключение выключателей вводов РУ; выключателей силовых трансформаторов; секционных выключателей и выключателей отходящих присоединений РУ.

Схемы от дуговых замыканий выполнены:

- с блокировкой по току,
- с блокировкой по напряжению,
- с блокировкой по току и по напряжению, что исключает ложную работу защиты.

Реле дуговой защиты ABB REA10. Оптоволоконная дуговая защита надежно не срабатывает при попадании прямых лучей солнечного света или при зажигании ламп накаливания мощностью 60 Вт на расстоянии далее 10 мм.

Оптоволоконная дуговая защита в отличие от своих аналогов (КДЗ, ФДЗ, оптической защиты фирмы ABB), сохраняет работоспособность при потере напряжения питания в течение 0,5 с.

Защита ABB REA10 содержит:

- оптоволоконный датчик, петлевой или радиальный, или линзовый датчик для обнаружения электрической дуги;
- два быстродействующих полупроводниковых отключающих контакта;
- срабатывание по факту наличия только светового сигнала или в сочетании с быстродействующей регулируемой функцией максимального тока с возможностью измерения токов трёх фаз или тока двух фаз и нейтрали;



- полное время срабатывания < 2,5 мс ;

- функция УРОВ (устройство резервирования отказа выключателя), т. е. задержка сигнала отключения для вышестоящего выключателя;
- самоконтроль оптоволоконного датчика.

Опасность больших повреждений и тяжелых последствий короткого замыкания, вызванных дугой, можно снизить с помощью быстродействующей системы дуговой защиты REA 101. Не только дуговые короткие замыкания, но даже и дуговые замыкания на землю с токами ниже нормального нагрузочного тока могут обнаруживаться и прерываться до того, как они перейдут в двух- или трехфазные короткие замыкания.

11.4. Рекомендации при монтаже дуговой защиты

На рис. 11.1 приведен пример расположения дуговой защиты на подстанции, имеющей на стороне низшего напряжения две секции, а на стороне высшего напряжения трансформаторов – выключатели или отделители с короткозамыкателями.

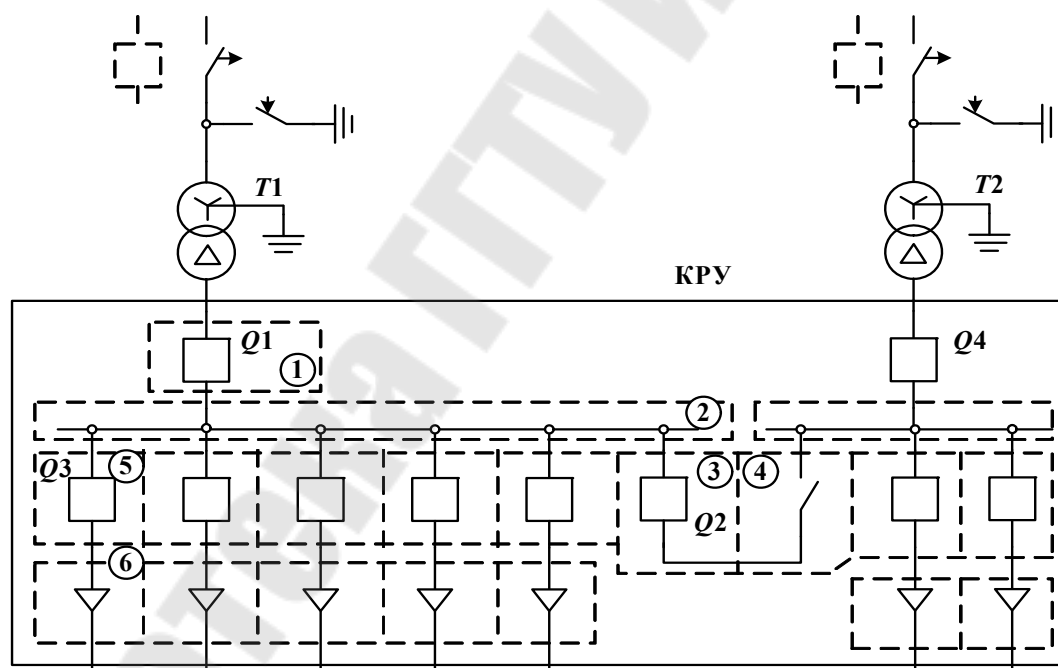


Рис. 11.1. Варианты разделения КРУ подстанции на особые зоны установки оптических датчиков

Секции 6(10) кВ соединены друг с другом секционным выключателем и разъединителем. С целью минимизации аппаратных затрат на выполнение защиты, обеспечения требуемой надежности питания и быстродействия КРУ условно разделено на несколько зон, при КЗ в

которых воздействие защиты одинаково. Зона 1 (рис. 11.1) представляет собой ячейку вводного выключателя, 2 – зона сборных шин (шинный мост), 3 – секционный выключатель; 4 – секционный разъединитель; 5, 6 – отсеки высоковольтного выключателя линейной ячейки и трансформаторов тока и кабельной разделки соответственно. При повреждении в зоне 1 требуется воздействие на коммутационные аппараты стороны высшего напряжения, в то время как при КЗ в зоне 2 достаточно воздействия на вводной и секционные выключатели. Ликвидация КЗ в ячейке секционного выключателя требует отключения вводных выключателей двух вводов, а при КЗ в зоне 4, т. е. в ячейке секционного разъединителя достаточно ограничиться отключением секционного выключателя и ближайшего к месту повреждения вводного выключателя.

11.5. Логическая защита шин (ЛЗШ)

Принцип действия токовой логической защиты шин показан на рис. 11.2. Токовые блокирующие органы ЛЗШ выводятся от каждого фидера на шинки блокировки ЛЗШ и поступают на дискретный вход защиты ввода и секционного выключателя. При КЗ в точке К2 срабатывает защита фидера и ее блокирующий токовый орган и в защиту ввода и СВ (при питании секции от СВ) подается блокирующий сигнал, выводящий из действия отсечку. При КЗ в точке К1 т.е. на шинах, ток КЗ не протекает ни в одной из защит отходящих линии, поэтому отсечка не блокируется и она работает на отключение питающего ввода (или секционного выключателя).

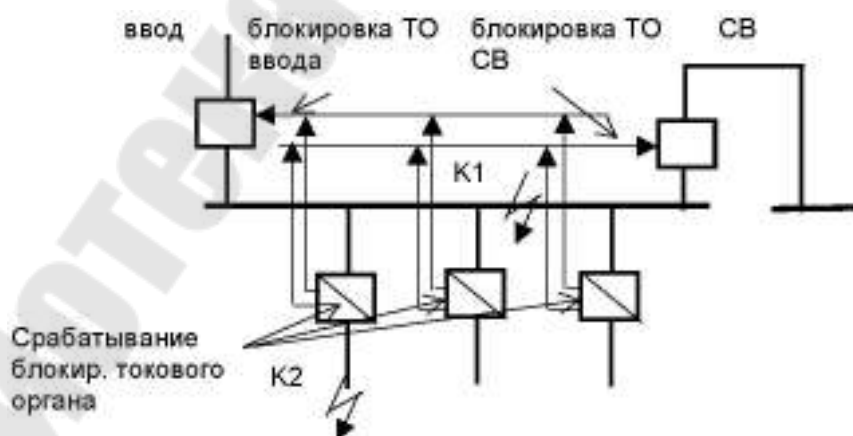


Рис.11.2. Принцип действия логической защиты шин

К недостаткам логической защиты шин следует отнести то, что в зону действия защиты, ограниченную местом установки ТТ в ячейке

ках КРУ отходящих линий и вводов не входят концевые кабельные воронки и при их повреждении ЛЗШ не работает.

ЛЗШ-УРОВ. Цепи блокировки отсечки ввода от ЛЗШ в устройствах защиты замыкаются при срабатывании измерительного токового органа и размыкаются после срабатывания выходного реле на отключение выключателя. После этого снимается блокировка вышестоящей токовой отсечки и она срабатывает с задержкой, необходимой для отстройки от времени нормального отключения выключателя фидера.

11.6. Логическая селективность защит линий

Принцип логической селективности давно известен, но реализация его на аналоговых реле затруднительна. Цифровые реле, как правило, объединены линией связи – проводной "витая пара", оптоволоконной или телефонной (через модем) с целью передачи (приема) информации на центральный диспетчерский пункт в системе АСУ ТП. Эта связь позволяет передавать и принимать сигналы логического ожидания от одного реле к другому реле, размещенных на разных объектах. Принцип логической селективности заключается в следующем (рис. 11.3). В каждом цифровом реле 1, 2, 3, 4 используется отдельная ступень токовой защиты, имеющая такую же уставку по току как и последняя самая чувствительная ступень МТЗ. Время срабатывания этой отдельной ступени примерно равно 0,2 с, т.е. она быстроедействующая как токовая отсечка. Однако данная ступень может быть заблокирована сигналом логического ожидания (ЛО), переданного по каналу связи от реле предыдущей защиты. Реле может сигнал ЛО передавать транзитом на вышестоящие последующие элементы.

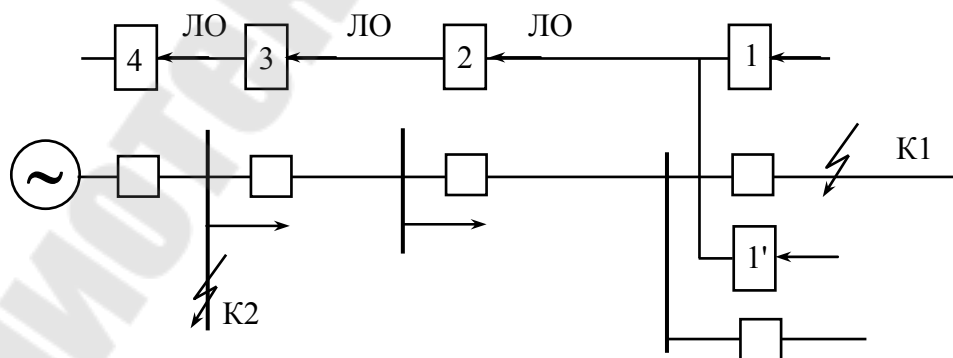


Рис. 11.3. Логическая селективность в радиальной сети

Когда КЗ происходит в радиальной сети, ток КЗ протекает по цепи от источника питания до точки КЗ. Например, при КЗ в точке К1

активизируются пусковые органы предыдущей 1 и последующей 2 защит. Реле 1 передает на все последующие защиты 2, 3, 4 сигнал логического ожидания и быстродействующие их ступени блокируются. Но обычная МТЗ с временной селективностью остается в работе. В данном примере без выдержки времен сработает реле 1 и отключит КЗ в точке К1. При КЗ в точке К2 предыдущие реле 1, 2, 3 не активизируются, поскольку через них ток КЗ не проходит. Реле 4 не получает сигнал ЛО и поэтому отключит КЗ без замедления. Таким образом, функция логической селективности, в отличие от классической МТЗ, обеспечивает селективность без накопления выдержек времени на головных элементах. Основное требование данной функции – необходимость иметь высоконадежные линии связи. За счет способности цифровых реле к самодиагностике в том числе и линий связи указанное требование выполняется.

Частным случаем применения функции логической селективности является **логическая защита шин подстанции**. Как выше отмечалось, КЗ на сборных шинах 6 (10) кВ могут вызвать серьезные последствия и поэтому желательно их немедленно отключать. Однако, МТЗ секционного и вводного выключателей подстанции имеют выдержки времени. Для реализации быстродействующей логической защиты шин цифровые реле на всех присоединениях подстанции объединяются по цепи передачи сигнала логического ожидания на входы реле секционного и вводного выключателей. При КЗ на шинах защиты секционного или вводного выключателей без замедления отключат повреждение при условии, что не запустилась защита ни на одном из отходящих фидеров. Пуск защиты на каком-либо фидере свидетельствует о внешнем, по отношению к шинам, замыкании.

Противопоказанием к применению логической защиты шин является двигательная нагрузка на фидерах. В случае замыкания на шинах двигатели подпитывают точку КЗ. Это может привести к запуску защит на отходящих фидерах, а, следовательно, к задержке в отключении выключателя ввода. В этом случае преимущества, даваемые логической связью защит, теряются.

11.7. Особенности устройства АПВ линий

АПВ обязательно применяется на воздушных и смешанных линиях, иногда применяется и на кабельных линиях.

Уставки АПВ на тупиковых линиях не требуют специальных расчетов. Необходимость задания выдержки времени АПВ диктуются следующими соображениями:

– после отключения линии должна восстановиться изоляция в месте повреждения – произойти деионизация внешней среды, заплыв место пробоя кабеля, упасть наброс, попавший на линию электропередачи;

– выключатель должен восстановить отключающую способность, например дугогасительная камера должна заполниться маслом.

Все эти процессы наверняка закончатся через 2 с. Эта уставка АПВ и предлагается к выполнению на указанных устройствах: $t_{АПВ} = 2,0$ с.

В ряде случаев такой длительный перерыв питания не допускается потребителем из-за возможности нарушения технологического процесса. В этом случае выдержка времени АПВ может быть уменьшена до требуемой величины, если это позволяет примененный выключатель.

Кроме уставки по времени срабатывания, в реле необходимо указать время готовности АПВ. Время готовности позволяет исключить АПВ при повторяющихся КЗ, а также при первом включении выключателя на устойчивое КЗ. Практически выбор времени готовности определяется решением руководства службы РЗА предприятия. При отсутствии такого решения можно установить время равным 30 с.

11.8. Особенности выбора защит и их уставок на тупиковых ВЛ 35 кВ

Выбор аппаратуры. Как правило, на линиях 35 кВ применяются защиты с независимой выдержкой времени. Нагрузкой линии является трансформатор, защищенный дифференциальной защитой или токовой отсечкой и МТЗ с независимой выдержкой времени. Защиты трансформатора действуют на отключение своего выключателя или на включение короткозамыкателя.

Применяемая аппаратура для ВЛ-35 кВ имеет повышенные требования по сравнению с аппаратурой для ВЛ-10 кВ.

Трансформаторы тока для защиты на линиях 35 кВ должны устанавливаться:

- в трех фазах;

- в двух фазах, но защиты должны быть трехрелейными с установкой двух элементов в фазах (как правило, А и С), а третьего – в обратный провод соединенных в неполную звезду трансформаторов тока, где протекает сумма токов двух фаз. Это требование диктуется тем соображением, что при двухфазном КЗ за трансформатором со схемой соединения звезда-треугольник, ток КЗ только в одной фазе равен полному току КЗ, а в двух других – половине этого тока. Поэтому защита, которая резервирует КЗ за трансформатором, должна быть обязательно трехфазной (трехэлементной). Тогда ее чувствительность будет одинаковой при любом КЗ на стороне НН трансформатора.

Защиту целесообразно иметь трехступенчатой, для уменьшения выдержек времени, с которыми отключаются защищаемая линия: 1 ступень – токовая отсечка без выдержки времени, 2 ступень – токовая отсечка с выдержкой времени и 3 ступень – МТЗ (резервная защита).

Проверка чувствительности при резервировании производится при двухфазном КЗ в минимальном режиме на резервируемой (предыдущей) линии и при трехфазном КЗ в минимальном режиме на резервируемом трансформаторе (при КЗ за трансформатором со схемой соединения Y/Δ ток КЗ на стороне ВН при двухфазном КЗ численно равен току трехфазного КЗ).

Линии сети 35 кВ часто бывают сложной конфигурации из-за наличия связей по сети и нескольких источников питания. В таких случаях применяются кольцевые разомкнутые сети, в которых может меняться как источник питания, так и направление питания. Поэтому выбор и согласование уставок в такой сети производится для различных режимов, в каждом из которых должны обеспечиваться требования чувствительности и селективности защиты. В этих случаях можно использовать, имеющуюся в большинстве устройств защиты, возможность переключения на вторую группу уставок. Однако наиболее пригодным представляется применение направленных защит, например: *F650* фирмы *GE*, *REF 54* (*ABB*), *7SJ 5* (*SIEMENS*) или *MiCOM P127*. При этом не понадобится организовывать изменение уставок защиты при переключениях в сети.

В направленных защитах с электромеханическими реле применялись индукционные реле мощности типа РБМ-170 с углом максимальной чувствительности между векторами тока и напряжения, подводимых к реле, равным -45° . Для обеспечения срабатывания реле при различных видах КЗ реле мощности включается по 90° схеме, т. е.

угол между вектором тока одной фазы и вектором линейного напряжения двух других фаз в симметричной системе равен 90° . Таким образом, для обеспечения направленной защиты от междуфазных КЗ достаточно иметь два реле мощности. Одно реле включается на ток фазы А и напряжение фаз ВС, другое – на ток фазы С и напряжение АВ. По такой же схеме в цифровых реле контролируются углы сдвига между током и напряжением по алгоритму, изложенному в гл.6. При этом, если углы находятся в диапазоне $45^\circ \dots 135^\circ$, что свидетельствует о направлении мощности КЗ от шин в линию, то реле срабатывает и разрешает действовать токовым реле МТЗ. При других углах реле мощности блокирует работу МТЗ.

11.10. Поперечная дифференциальная защита параллельных линий

Основной недостаток ступенчатых токовых защит на параллельных линиях заключается в том, что КЗ отключаются с выдержкой времени, поскольку в защите используется принцип обеспечения селективности выбором выдержек времени. Однако небольшое замедление отключения КЗ для линий до 35 кВ, как правило, допустимо. Исключение составляют линии, питающиеся от подстанций с синхронными двигателями или генераторами. По условию устойчивости этих машин КЗ в линии, при которых уровень провала напряжения на шинах подстанции достигает более $0,6 \cdot U_n$, должны отключаться без выдержки времени. На одиночных линиях функцию ускорения выполняют селективные или неселективные ТО (кроме коротких линий, где применяется продольная дифференциальная защита). На параллельных линиях применяют поперечную дифференциальную защиту.

Принцип действия направленной поперечной дифференциальной защиты поясняется на рис. 11.4. Трансформаторы тока одноименных фаз двух линий включены на разность токов. Ток, протекающий в реле при этом $I_p = I_1 - I_2$.

В цепь разности токов защиты включается пусковой орган (реле тока КА) и измерительный орган (реле мощности КВ). При внешних КЗ в точке К1 или в режиме нагрузки токи I_1 и I_2 в параллельных линиях равны и направлены в одну сторону. Без учета погрешности ТТ $I_p = I_1 - I_2 = 0$ и защита не работает.

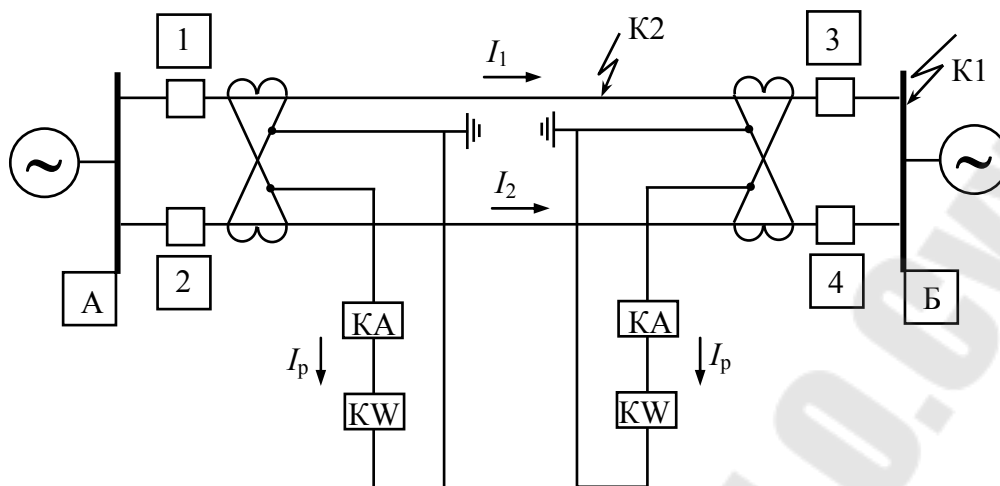


Рис. 11.4. Схема подключения реле тока КА и мощности КВ в поперечной дифференциальной защите линий

При КЗ на одной из линий в точке К2 (в зоне действия защиты) токи I_1 и I_2 не равны друг другу. В защите 1-2 они разные по величине, а в защите 3-4 не равны по направлению. Если при этом разность токов I_p превысит порог срабатывания пускового органа, то защита срабатывает и измерительный орган при положительном направлении этой разности определит поврежденную линию и отключит выключатель 1 на подстанции А и 3 на подстанции Б. Реле мощности КВ в данной схеме применяется двухстороннего действия (например, реле РБМ-278).

Порог срабатывания (уставка) пускового органа выбирается по двум условиям:

1. Отстройка от тока небаланса ТТ:

$$I_{с.з} = K_{отс} \cdot \varepsilon \cdot K_{од} \cdot K_a \cdot I_{к.макс} / 2.$$

Отстройка от максимального тока нагрузки в режиме, когда на противоположном конце линии отключен один выключатель:

$$I_{с.з} = K_{отс} \cdot I_{раб.макс} / K_B,$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки равный 1.2;

ε – погрешность ТТ, равная $\varepsilon = 0,1$;

$K_{од}$ – коэффициент однотипности ТТ, $K_{од} = 0,5$;

K_a – коэффициент апериодической составляющей, $K_a = 2$;

$I_{к.макс}$ – максимальный ток внешнего КЗ, (по каждой цепи про-

ходит половина тока КЗ;

K_B – коэффициент возврата пускового органа.

Принимается наибольшее значение тока и проверяется чувствительность защиты

$$K_{\text{ч}} = I_p / I_{\text{с.з}} \geq 2; \quad K_{\text{ч}} = I_{\text{к}} / I_{\text{с.з}} \geq 1,5,$$

где I_p – разность токов по двум линиям, при КЗ на одной из них в середине участка АБ;

$I_{\text{к}}$ – полный ток КЗ в точке повреждения после отключения поврежденной линии с одной стороны.

К недостатку поперечной дифференциальной защиты относится каскадность действия защиты при КЗ вблизи подстанций А и Б а также необходимость иметь резервную ступенчатую токовую защиту на случай отключения одной из линий. В данном случае зона каскадного действия определяется участком линии, на котором при КЗ разность токов I_p меньше уставки защиты $I_{\text{с.з}}$:

$$L_{\text{кд}} = 100 \cdot I_{\text{с.з}} / I_{\text{к}}, \quad \%,$$

где $L_{\text{к}}$ – ток КЗ на шинах противоположной подстанции.

Обычно зона каскадного действия не превышает 10 % длины линии.

Поперечная дифференциальная защита обладает абсолютной селективностью и применяется в сетях 110-220 кВ как дополнительная к основной защите нулевой последовательности. В сетях 6...35 кВ эта защита используется как основная там, где требуется ускоренное отключение КЗ.

Контрольные вопросы

1. Почему возникла необходимость применения дуговой защиты?
2. Каковы последствия дугового КЗ в РУ?
3. Каковы причины возникновения дуги в РУ?
4. Каковы основные способы распознавания дуговых КЗ?
5. Поясните принцип действия дуговой защиты с помощью дугоуловителей или клапанов разгрузки.
6. Поясните принцип действия дуговой защиты на фототиристорах.
7. Поясните принцип действия дуговой защиты на основе волоконно-оптических датчиков.
8. Каковы технические характеристики устройства БССДЗ-0.1?
9. Каковы технические характеристики устройства ОВОД?
10. Каковы технические характеристики устройства ДУГА-МТ и ДУГА-Ф?

11. Каковы технические характеристики устройства АВВ REA?
12. Как осуществляется монтаж устройств дуговой защиты?
13. Перечислите особенности включения оптических датчиков.
14. Назначение блокировки на отключение по току и напряжению
15. В чем заключаются достоинства и недостатки дуговой защиты?
16. Что такое логическая селективность?
17. Как выполняется защита параллельных линий?
18. Что такое каскадное срабатывание защиты?
19. Когда применяется поперечная дифференциальная защита линий?

8. ЗАЩИТА ЛИНИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 110-220 кВ

ЛЕКЦИЯ № 12

ЗАЩИТА ЛИНИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 110-220 кВ

Содержание лекции

- 12.1. Общие сведения о защите линий напряжением 110-220 кВ.
- 12.2. Дистанционные защиты.
- 12.3. Назначение и принцип действия дистанционных защит.
- 12.4. Характеристики выдержки времени дистанционных защит.
- 12.5. Принципы выполнения селективной защиты линий с помощью дистанционной защиты (ДЗ). Структура защиты линии с использованием дистанционной защиты.
- 12.6. Устройство блокировки при качаниях (УБК).
- 12.7. Схемы включения дистанционных органов на ток и напряжение. Требования к схемам включения.
- 12.8. Технические характеристики цифровых защит.
- 12.9. Ускорение дистанционных защит по ВЧ каналу.

12.1. Общие сведения о защите линий напряжением 110-220 кВ

Сети напряжением 110 – 220 кВ работают в режиме с эффективно или глухозаземленной нейтралью. Поэтому любое замыкание на землю в таких сетях является КЗ с током, иногда превышающим ток трехфазного КЗ. Такое КЗ подлежит отключению с минимально возможной выдержкой времени.

Линии высокого напряжения работают с большими токами нагрузки, что требует применения защит со специальными характеристиками. На транзитных линиях, которые могут перегружаться применяются дистанционные защиты, позволяющие эффективно отстроиться от токов нагрузки. На тупиковых линиях во многих случаях можно обойтись токовыми защитами. Токовые и дистанционные защиты выполняются ступенчатыми. Количество ступеней должно быть не менее 3, в ряде случаев бывает необходимо 4 - 5 ступеней.

Согласно ПУЭ, устройства предотвращения перегрузки должны применяться в случаях, если допустимая для оборудования длительность протекания тока перегрузки составляет более 10...20 мин. Защита от перегрузки должна действовать на разгрузку оборудования,

разрыв транзита, отключение нагрузки и только в последнюю очередь на отключение перегрузившегося оборудования.

Линии высокого напряжения имеют значительную длину, что усложняет поиск места повреждения. Поэтому, линии должны оснащаться устройствами, определяющими расстояние до места повреждения (ОМП). Согласно директивным материалам СНГ, средствами ОМП должны оснащаться линии длиной 20 км и более. Защиты линий на цифровых реле позволяют одновременно выполнять функцию ОМП.

Задержка в отключении КЗ может привести к нарушению устойчивости параллельной работы электростанций. Вследствие длительной посадки напряжения может остановиться оборудование электростанций и нарушиться технологический процесс производства электроэнергии, могут произойти дополнительные повреждения линии, на которой возникло КЗ. Поэтому, на таких линиях применяются защиты, которые отключают КЗ в любой точке без выдержки времени. К таким защитам относятся дифференциальные защиты, установленные по концам линии и связанные высокочастотным, проводниковым или оптическим каналом связи или обычные защиты, ускоряемые при получении разрешающего или снятии блокирующего сигнала с противоположной стороны.

Все требуемые защиты выполняются на базе одного цифрового устройства. Однако, выход со строя этого одного устройства оставляет оборудование без защиты, что недопустимо. Поэтому защиты линий высокого напряжения целесообразно выполнять из двух комплектов: основного и резервного. Резервный комплект может быть упрощен по сравнению с основным: не иметь АПВ, ОМП, иметь меньшее количество ступеней и т. д. Резервный комплект должен питаться от другого автомата оперативного тока, других комплектов трансформаторов тока и трансформаторов напряжения и действовать на отдельный соленоид отключения выключателя.

Устройства защиты высоковольтных линий должны учитывать возможность отказа выключателя и поэтому должны иметь УРОВ.

Для анализа аварии и работы релейной защиты и автоматики требуется регистрация сигналов при аварийных событиях.

Таким образом, для высоковольтных линий комплекты защиты и автоматики должны выполнять следующие функции:

- защиту от междуфазных КЗ и коротких замыканий на землю;
- трехфазное или пофазное АПВ;

- защиту от перегрузки;
- УРОВ;
- определение места повреждения;
- осциллографирование токов и напряжений при возникновении КЗ, а также регистрацию дискретных сигналов защиты и автоматики;
- устройства защиты должны резервироваться или дублироваться;
- для линий, имеющих выключатели с пофазным управлением, необходимо иметь защиту от неполнофазного режима, так как длительный неполнофазный режим в сетях напряжением 110 – 220 кВ не допускается.

12.2. Дистанционные защиты (ДЗ)

Назначение и принцип действия. Дистанционные защиты – это сложные направленные или ненаправленные защиты с относительной селективностью, выполненные с использованием минимальных реле сопротивления.

Дистанционные защиты реагируют на величину сопротивления линии до места КЗ, которое пропорционально расстоянию, т. е. дистанции. Отсюда и происходит название дистанционной защиты. Для работы дистанционной защиты необходимо наличие цепей тока от ТТ присоединения и цепей напряжения от ТН.

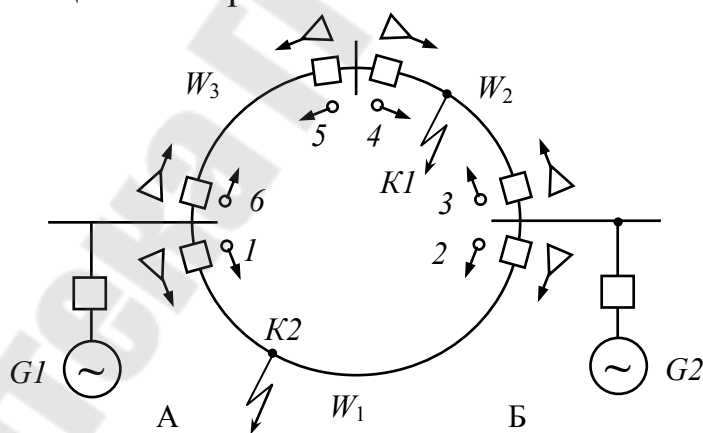


Рис. 12.1. Кольцевая сеть с двумя источниками питания:

○ – максимальная токовая направленная защита;

△ – дистанционная защита

В сетях сложной конфигурации с несколькими источниками питания простые и направленные МТЗ не могут обеспечить селективного отключения КЗ.

Так, например, при КЗ в точке К1 на линии W2 (рис. 12.1)

МТНЗ 3 должна подействовать быстрее МТНЗ 1, а при КЗ в точке К2 на W1 – наоборот, МТНЗ 1 должна подействовать быстрее МТНЗ 3. Таким образом, эти противоречивые требования не могут быть выполнены с помощью МТНЗ.

Селективное отключение КЗ в сложных кольцевых сетях может быть обеспечено с помощью дистанционной защиты.

Выдержка времени ДЗ t_3 возрастает с увеличением расстояния от места установки ДЗ (подстанция А) и точкой КЗ (К1) (рис. 12.2): $t_3 = f(L)$, что позволяет выполнить требование селективности.

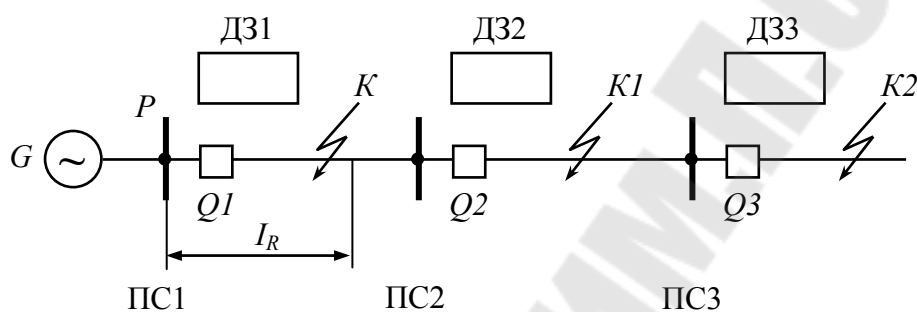


Рис. 12.2. Зависимость выдержки времени дистанционной защиты от расстояния до места КЗ

Например, при КЗ в точке К2 (рис. 12.2) ДЗ2, расположенная ближе к месту повреждения, работает с меньшей выдержкой времени, чем более удаленная ДЗ3.

Если же КЗ возникает и в точке К3, то время действия ДЗ2 увеличивается, и КЗ селективно отключается ближайшей к месту повреждения ДЗ3.

Основным элементом ДЗ является дистанционный измерительный орган (ДО), который определяет удаленность точки КЗ от места установки РЗ. В качестве ДО используется реле сопротивления (РС), реагирующие на полное, реактивное или активное сопротивление поврежденного участка ЛЭП.

Сопротивление фазы ЛЭП от места установки реле РС до места КЗ (точки К1) пропорционально длине этого участка $Z = Z_{уд} \cdot L$.

Таким образом, поведение дистанционного органа, реагирующего на сопротивление линии, зависит от расстояния до места повреждения. В зависимости от вида сопротивления, на которое реагирует ДО (Z , X или R), ДЗ подразделяются на РЗ полного, реактивного и активного сопротивлений. Реле сопротивления, применяемые в ДЗ для определения сопротивления до точки КЗ, контролируют напряжение

и ток в месте установки ДЗ. К зажимам РС подводятся вторичные значения U_p и I_p от ТН и ТТ (рис. 12.3). Реле выполняется так, чтобы его поведение от отношения U_p к I_p . Это отношение является некоторым сопротивлением Z_p . При КЗ, и при определенных значениях $Z_{p.к}$, РС срабатывает; оно реагирует на уменьшение Z_p , поскольку при КЗ U_p уменьшается, а I_p возрастает. Наибольшее значение, при котором РС срабатывает, называется сопротивлением срабатывания реле.

$$Z_p = U_p / I_p \leq Z_{cp}. \quad (12.1)$$

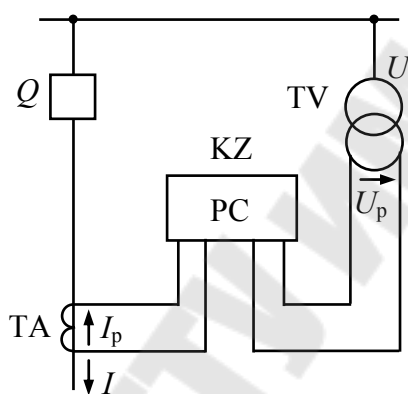


Рис. 12.3. Подключение цепей тока и напряжения реле сопротивления

Для обеспечения селективности в сетях сложной конфигурации на ЛЭП с двухсторонним питанием ДЗ необходимо выполнять направленными, действующими при направлении мощности КЗ от шин в линию.

Характеристики выдержки времени дистанционных защит

Зависимость времени действия ДЗ от расстояния или сопротивления до места КЗ $t_3 = f(L_{p.к})$ называется характеристикой выдержки времени ДЗ. По характеру этой зависимости ДЗ делятся на три группы: с нарастающими (наклонными) характеристиками времени действия, ступенчатыми и комбинированными характеристиками (рис. 12.4). Ступенчатые ДЗ действуют быстрее, чем ДЗ с наклонной характеристиками. Современные микропроцессорные реле имеют 4...6 ступеней защиты. Реле с наклонной характеристикой (рис. 12.4, а) разработаны для распределительных сетей 6-10 кВ (на-

пример, ДЗ-10). Учитывая указанный недостаток наклонных характеристик в первой зоне, применяют РС с комбинированной характеристикой (рис. 12.4, в).

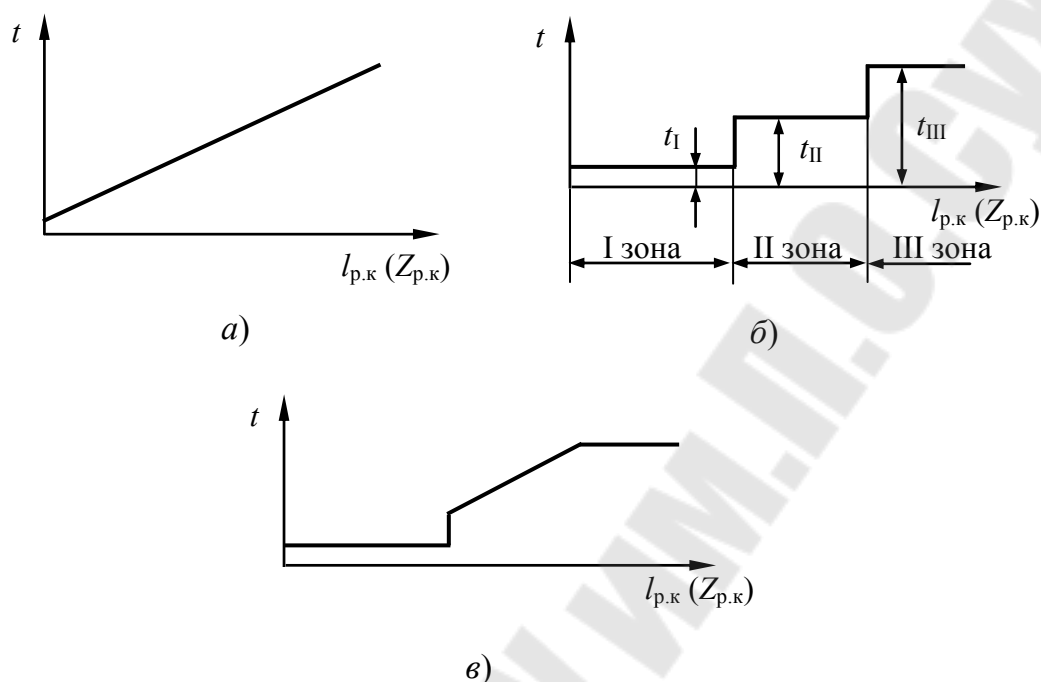


Рис. 12.4. Характеристики зависимости времени дистанционных защит $t = f(L_{p.k})$: а – наклонная; б – ступенчатая; в – комбинированная

Принципы выполнения селективной защиты линий с помощью устройств ДЗ. На ЛЭП с двухсторонним питанием ДЗ устанавливаются с обеих сторон каждой ЛЭП и должны срабатывать при направлении мощности от шин в линию. Дистанционные РЗ, действующие при одном направлении мощности, необходимо согласовать между собой по времени и по зоне действия так, чтобы обеспечивалось селективное отключение КЗ. В рассматриваемой схеме (рис. 12.5) согласуются между собой ДЗ1, ДЗ3, ДЗ5 и ДЗ2, ДЗ4, ДЗ6.

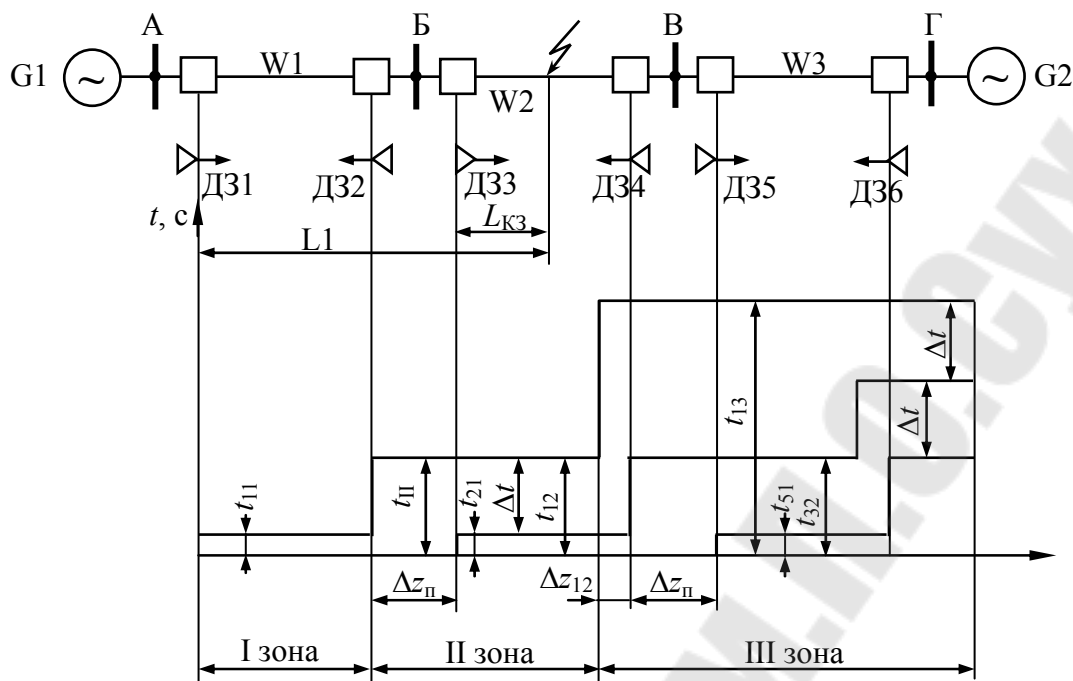


Рис. 12.5. Согласование выдержек времени дистанционных РЗ со ступенчатой характеристикой: Δz – погрешность дистанционного реле; Δt – степень селективности

С учетом того, что первые ступени ДЗ не имеют выдержки времени ($t_1 \approx 0$), по условию селективности они не должны действовать за пределами защищаемой ЛЭП. Исходя из этого, протяженность первой ступени, не имеющей выдержки времени ($t_1 \approx 0$), выбирается меньше протяженности защищаемой ЛЭП и обычно составляет 0,8...0,9 длины линии. Остальная часть защищаемой ЛЭП и шины противоположной подстанции охватываются второй ступенью ДЗ. Протяженность и выдержка времени второй ступени согласуются обычно с протяженностью и выдержкой времени первой ступени ДЗ следующего участка. Например, у второй ступени ДЗ1 сопротивление срабатывания отстраивается от конца первой ступени ДЗ3, т.е. $Z_{1,2} \leq (Z_{w(1)} + Z_{3,1})$, а время действия выбирается на ступень Δt больше $t_{3,1}$ т.е. $t_{1,2} = t_{3,1} + \Delta t$.

Последняя третья ступень ДЗ является резервной, ее протяженность выбирается из условия охвата следующего участка на случай отказа его РЗ или выключателя. Выдержка времени принимается на Δt больше времени действия второй или третьей зоны ДЗ следующего участка.

Селективность третьей ступени обеспечивается сопротивлением

срабатывания, а при внешних КЗ – выдержкой времени. Выбор выдержек времени, как и для МТЗ, осуществляется по встречно-ступенчатому принципу. Выбор сопротивления срабатывания производится с учетом двух условий:

1. Для исключения срабатывания реле сопротивления в нагрузочных режимах его сопротивление срабатывания должно быть меньше минимального рабочего сопротивления при $\varphi_p = \varphi_{\text{раб}}$:

$$Z_{\text{с.з}}^{111} < Z_{\text{раб.мин}}$$

2. Измерительный орган третьей степени, сработавший при КЗ на смежном участке, должен вернуться в исходное положение после отключения КЗ выключателем поврежденного участка.

Структура защиты линии с использованием дистанционной защиты. ДЗ применяется для действия при междуфазных КЗ, а для действия при однофазных КЗ используется более простая ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (МТЗНП). Большинство микропроцессорной аппаратуры имеет дистанционную защиту, действующую при всех видах повреждения, в том числе и при КЗ на землю. Реле сопротивления включается через ТН и ТТ на первичные напряжения в начале защищаемой ЛЭП. Вторичное напряжение на зажимах РС: $U_p = U_{\text{р.п}}/K_U$, а вторичный ток: $I_p = I_{\text{р.п}}/K_I$.

Сопротивление на входных зажимах реле определяется по выражению:

$$Z_p = (K_I/K_U) \cdot Z_{\text{р.п}}, \quad (12.2)$$

где $Z_{\text{р.п}}$ – первичное значение сопротивления, подведенного к зажимам реле.

Первичное сопротивление $Z_{\text{с.з}} = Z_{\text{ср}} \cdot (K_U/K_I)$ называется сопротивлением срабатывания ДЗ.

Кроме измерительных органов в состав ДЗ входят органы выдержки времени, а также ряд блокировок, предотвращающих неправильную работу защиты в режимах, при которых защита может сработать при отсутствии повреждения на защищаемой ЛЭП. К таким режимам относятся качания в энергосистеме и повреждения в цепях ТН, питающих ДЗ.

Устройство блокировки при качаниях (УБК) блокирует неправильную работу ДЗ при качаниях. При качаниях, ДЗ измеряет рас-

стояние от места установки до электрического центра качаний и если этот центр качаний находится на защищаемой линии, измерительный орган защиты срабатывает (рис. 12.6).

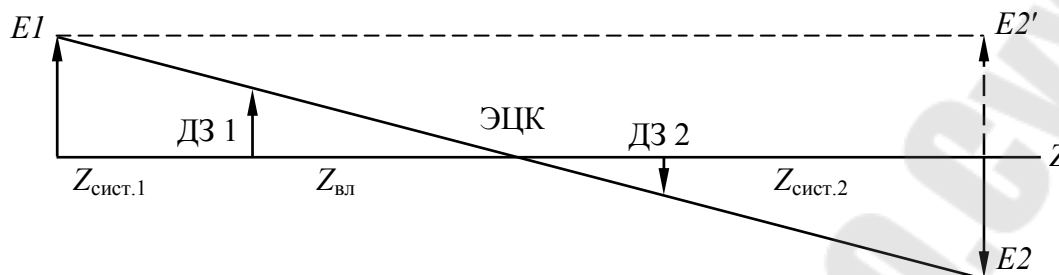


Рис. 12.6. Расположение электрического центра качаний на защищаемой линии

На диаграмме (рис. 12.6) показаны напряжения вдоль линии при качаниях. В момент, показанный на рис. 12.6, ЭДС по концам связи, находятся в противофазе, а в электрическом центре, который находится примерно посередине линии, на которой в масштабе построены сопротивления системы 1, линии и системы 2, напряжение равно 0. Дистанционный орган (ДО) защиты воспринимает центр качаний, как место КЗ и срабатывает. Пунктиром показан момент, когда ЭДС E_2 находится в фазе с E_1 . В этот момент напряжения во всех точках линии примерно одинаковы и ДО возвращается. Таким образом, при качаниях дистанционная защита то срабатывает, то возвращается. Если времени, пока ДО сработал, достаточно для срабатывания защиты, защита может отключить линию, т. к. успевает сработать 1 ступень защиты и может сработать вторая, если время ее срабатывания менее 1,0...1,5 с. Поэтому блокировка УБК, как правило, блокирует первую ступень, а в тех случаях, когда время действия второй ступени мало (менее 1 с) – и вторую.

Схемы включения дистанционных органов на ток и напряжение

Требования к схемам включения. Измерительные РС, должны включаться на такие напряжения и токи сети, при которых сопротивление на зажимах реле Z_p , во-первых, будет пропорционально расстоянию $Z_{рк}$ до места повреждения и, во-вторых, – будет иметь одинаковые значения (по модулю и углу) при всех видах КЗ в одной точке. Для соблюдения этих требований к ДО необходимо подводить напряжение в месте установки ДЗ, равное падению напряжения в сопро-

тивлении $Z_{рк}$ до точки K : $U_p = I_k \cdot Z_{рк}$ (рис. 8.8). При этом для обеспечения одинакового Z_p при всех видах КЗ ток I_p , подводимый к РС, должен равняться току КЗ I_k , вызывающему падение напряжения в сопротивлении $Z_{рк}$:

$$Z_p = U_p / I_p = I_k \cdot Z_{рк} / I_k = Z_{рк}.$$

С учетом сказанного, ДО включаются на напряжение и ток петли КЗ. Схемы включения ДО, реагирующие на междуфазные КЗ и ДО, реагирующие на однофазные КЗ, должны быть разными.

Включение дистанционных органов, реагирующих на междуфазные КЗ. Включение на междуфазные напряжения и разность фазных токов осуществляются согласно табл. 12.1 и рис. 12.3. При трехфазных КЗ все три ДО находятся в одинаковых условиях, к каждому из них подводится междуфазное напряжение, равное $\sqrt{3}U_\phi$. Фазное напряжение равно падению напряжения в проводе от места установки РС до точки K . Отсюда напряжение

$$U_p^{(3)} = \sqrt{3} \cdot I_k^{(3)} \cdot Z_{1к} = \sqrt{3} \cdot I_k^{(3)} \cdot Z_{1у} \cdot L_k,$$

где I_k – ток трехфазного КЗ, проходящий по фазе;

$Z_{1к}$ – сопротивление прямой последовательности фазы от места установки реле до точки K ;

L_k – расстояние до места КЗ;

$Z_{1у}$ – удельное сопротивление прямой последовательности фазы на 1 км.

Таблица 12.1

| Реле фаз | U_p | I_p |
|----------|----------|-------------|
| АВ | U_{AB} | $I_A - I_B$ |
| BC | U_{BC} | $I_B - I_C$ |
| CA | U_{CA} | $I_C - I_A$ |

Ток в каждом реле равен геометрической разности токов двух фаз, т. е. $I_p^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_\phi I_k^{(3)}$ следовательно, сопротивление на зажимах каждого РС:

$$Z_p^{(3)} = U_p^{(3)} / I_p^{(3)} = \sqrt{3} U_k^{(3)} / \sqrt{3} I_k^{(3)} = Z_{1к}.$$

При двухфазных КЗ, например между фазами В и С только один ДО, включенный на напряжение между поврежденными фазами В и С, получает напряжение, пропорциональное расстоянию L . Это напряжение равно падению напряжения в фазах В и С: $U_p^{(2)} = U_{BC} = 2I_k Z_{1k}$. Ток $I_p = I_B - I_C = 2I_k$. Отсюда находим:

$$Z_p^{(2)} = U_p^{(2)} / I_p^{(3)} = 2I_k Z_{1k} / 2I_k.$$

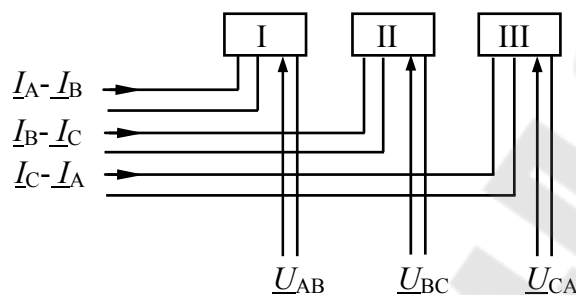


Рис. 12.7. Схема включения дистанционных органов от междуфазных КЗ

Таким образом, при всех видах междуфазных КЗ сопротивление на зажимах реле равно сопротивлению прямой последовательности фазы.

Включение дистанционных органов, реагирующих на однофазные КЗ. Дистанционные органы, предназначенные для определения удаленности мест однофазных КЗ, включаются по схеме с токовой компенсацией (рис. 12.8). Схема предусматривает три РС, каждое из которых включается согласно табл. 12.2 на напряжение U_ϕ и ток:

$$I_p = I_\phi + K \cdot 3I_0.$$

При таком значении сопротивление на зажимах реле при однофазных КЗ Z_0 получается равным сопротивлению прямой последовательности Z_1 до места КЗ. Следовательно, при включении по табл. 12.2 исполнительный орган реагирующего на однофазные КЗ, сопротивление Z на его зажимах получается таким же, как и у реле, реагирующих на междуфазные КЗ и включенных по табл. 12.1. В обоих случаях $Z_p = Z_1$.

Коэффициент компенсации $K = (Z_0 - Z_1) / 3 \cdot Z_1$; $3Z_p = U_\phi / (I_\phi + K \cdot 3I_0)$ задается постоянной величиной, однако его точное значение зависит от места КЗ и влияния смежных линий электропередачи.

Таблица 12.2

| Реле фаз | U_p | I_p |
|----------|-------|----------------------|
| А | U_A | $I_A + K \cdot 3I_0$ |
| В | U_B | $I_B + K \cdot 3I_0$ |
| С | U_C | $I_C + K \cdot 3I_0$ |

Величина активного сопротивления задается отдельно для междуфазных и однофазных замыканий, т. к. активное сопротивление в месте КЗ при однофазном замыкании существенно больше, чем при междуфазных КЗ. Для одиночной линии без грозозащитного троса можно считать, что $Z_0 = 3,5Z_1$, поэтому $K = (3,5 - 1)/3 = 0,83$.

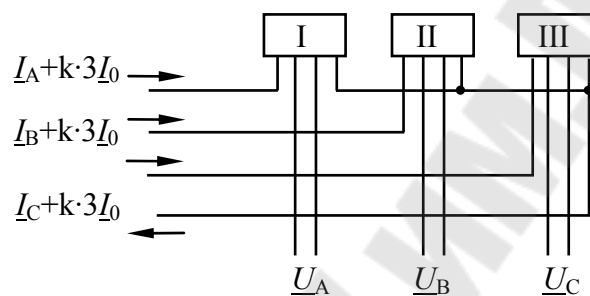


Рис. 12.8. Схемы включения дистанционных органов на ток $I_\phi + 3I_0$

Технические характеристики цифровых защит

Устройства защиты типа *MiCOM P433 - P439* имеют 6 ступеней, четырехступенчатую защиту от замыканий на землю и четырехступенчатую токовую защиту обратной последовательности. Все ступени могут быть выполнены направленными и может быть использована схема ускорения защиты по ВЧ каналу.

На воздушных линиях должно быть предусмотрено АПВ. В данном случае, АПВ обычно выполняется однократным, чтобы не увеличивать объем повреждений на линии, так как даже при однократном включении линия включается от АПВ два раза (с двух сторон). Устройство АПВ может быть выполнено с контролем синхронизма с одной из сторон, для чего на линии должен быть установлен ТН.

Рекомендуется применять следующие устройства защиты:

1. Набор из двух дистанционных защит *MiCOM P441* или *P435* с ВЧ каналом.
2. Набор дистанционной защиты *MiCOM P435*, *P441* и продоль-

ной ДЗ *MiCOM* P541, P542.

3. Набор дистанционной защиты *MiCOM* P435, P441 и продольной дифференциально-фазной защиты *MiCOM* P547.

Устройства защиты фирмы ABB. Для линий 110-220 кВ предлагаются устройства защиты типа *REL 500*. Аппаратура *ABB* отличается значительным объемом функций. Необходимые функции определяются при заказе.

Защиты включают:

- Дистанционную защиту от всех видов замыканий с общим критерием повреждения и пятью независимыми ступенями для отключения многофазных КЗ и замыканий на землю. Защиты имеют четырехугольную характеристику с вырезом в зоне наибольших нагрузок.

- Четырехступенчатую токовую направленную защиту нулевой последовательности для отключения замыканий на землю,

- Библиотеку дополнительных базовых функций защиты, автоматики, блокировок и конфигурируемых логических схем.

- Наличие функции определения места повреждения.

- Набор функций управления.

- Вырез в характеристике.

- Возможность ускорения защиты по проводному, оптоволоконному или высокочастотному каналу.

Ускорение дистанционных защит по ВЧ каналу. Одна из областей применения ВЧ канала – это телеускорение. По концам линии устанавливают трехступенчатую дистанционную защиту. Первая ступень, действующая без выдержки линии, охватывает около 85% длины линии. Защитное телеускорение расширяет область срабатывания 1-й ступени защиты до 100 % длины линии, посредством сигнала, переданного с другой подстанции (другого конца линии).

Защитное телеускорение может работать, используя одну из следующих схем:

- прямая передача команды отключения (прямое отдаленное отключение);

- разрешение срабатывания ступени с выдержкой времени со стороны, где не сработала 1 ступень;

- расширение 1 зоны на всю длину линии.

Имеется значительное количество разновидностей этих принципов. С помощью указанных способов можно обеспечить отключение КЗ на всем протяжении линии без выдержки времени.

Имеется 2 главных принципа взаимодействия защит между собой: разрешающий и блокирующий. Для срабатывания защиты с разрешающим импульсом требуется приход команды по каналу связи с противоположной стороны. Пример: ускорение защиты по ВЧ каналу. При применении такого принципа с ВЧ каналом по защищаемой линии следует учитывать, что разрешающий сигнал может проходить через место КЗ, вносящее большое затухание сигнала. Поэтому необходимо иметь большой запас по затуханию ВЧ сигнала и необходимо обеспечить 2 канала для передачи сигнала с каждого конца на противоположный.

Защита, работающая на блокирующем принципе, срабатывает, если отсутствует блокирующий сигнал. Блокирующий сигнал создает полуконтакт, для которого КЗ является внешним (используется направленный к шинам пусковой орган). При отсутствии такого сигнала на каждом конце, защита срабатывает, если срабатывает пусковой орган, направленный от шин в линию. ВЧ сигнал передается только при внешнем КЗ, а значит он не передается через место повреждения. Поэтому запас по затуханию канала может быть выбран меньше (12...18 дБ). Все передатчики и приемники подсоединяются к одному каналу. Аналог такой защиты в СНГ – защита с ВЧ блокировкой, например: ПДЭ-2802.

Такие возможности предоставляет дистанционная защита любой из перечисленных фирм, совместно с которой можно применить кроме проводного (оптоволоконного) канала ВЧ аппаратуру, применяемую в СНГ.

Контрольные вопросы

1. Какие функции должны выполнять комплекты защиты и автоматики ВЛ 110-220 кВ?
2. В чем заключается выбор аппаратуры защиты тупиковых ВЛ 110-220 кВ?
3. В чем заключается назначение и принцип действия дистанционной защиты?
4. Характеристики выдержки времени дистанционных защит.
5. Выбор параметров срабатывания дистанционной защиты.
6. Каковы требования к схемам включения дистанционных органов ДЗ?

ЛЕКЦИЯ № 13

Содержание лекции

- 13.1. МТЗ и ТО линий напряжением 110-220 кВ. Токовая защита нулевой последовательности.
- 13.2. Продольная дифференциальная защита линий.
- 13.3. Поперечная дифференциальная защита параллельных линий.
- 13.4. Высокочастотные каналы связи.
- 13.5. Дифференциально-фазная высокочастотная защита линий (ДФЗ).
- 13.6. Направленная защита с высокочастотной блокировкой.

13.1. Максимальная токовая защита (МТЗ) и токовая отсечка (ТО) линий напряжением 110-220 кВ. Токовая защита нулевой последовательности

МТЗ и ТО линий напряжением 110-220 кВ, как правило, являются резервными защитами. Параметры срабатывания МТЗ и ТО рассчитываются аналогично методике расчета МТЗ и ТО линий напряжением 6-35 кВ. Однако в некоторых случаях МТЗ имеет недопустимо большое время срабатывания (рис. 13.1). Для уменьшения времени срабатывания МТЗ при КЗ на землю применяют токовую защиту нулевой последовательности. Измерительным органом токовой защиты нулевой последовательности является реле тока, подключенной к фильтру токов нулевой последовательности.

Из рис. 13.1 видно, что токовая защита нулевой последовательности является более быстродействующей, чем обычная МТЗ.

В нормальном режиме и при трехфазных и двухфазных КЗ в реле протекает только ток небаланса $I_{нб}$, поэтому ток срабатывания реле можно выбрать без учета рабочих токов и токов КЗ по условию:

$$I_{ср} \geq I_{нб.расч}$$

При определении расчетного тока небаланса $I_{нб.расч}$ следует иметь в виду, что он возрастает с увеличением первичного тока, достигая максимального значения при трехфазном КЗ.

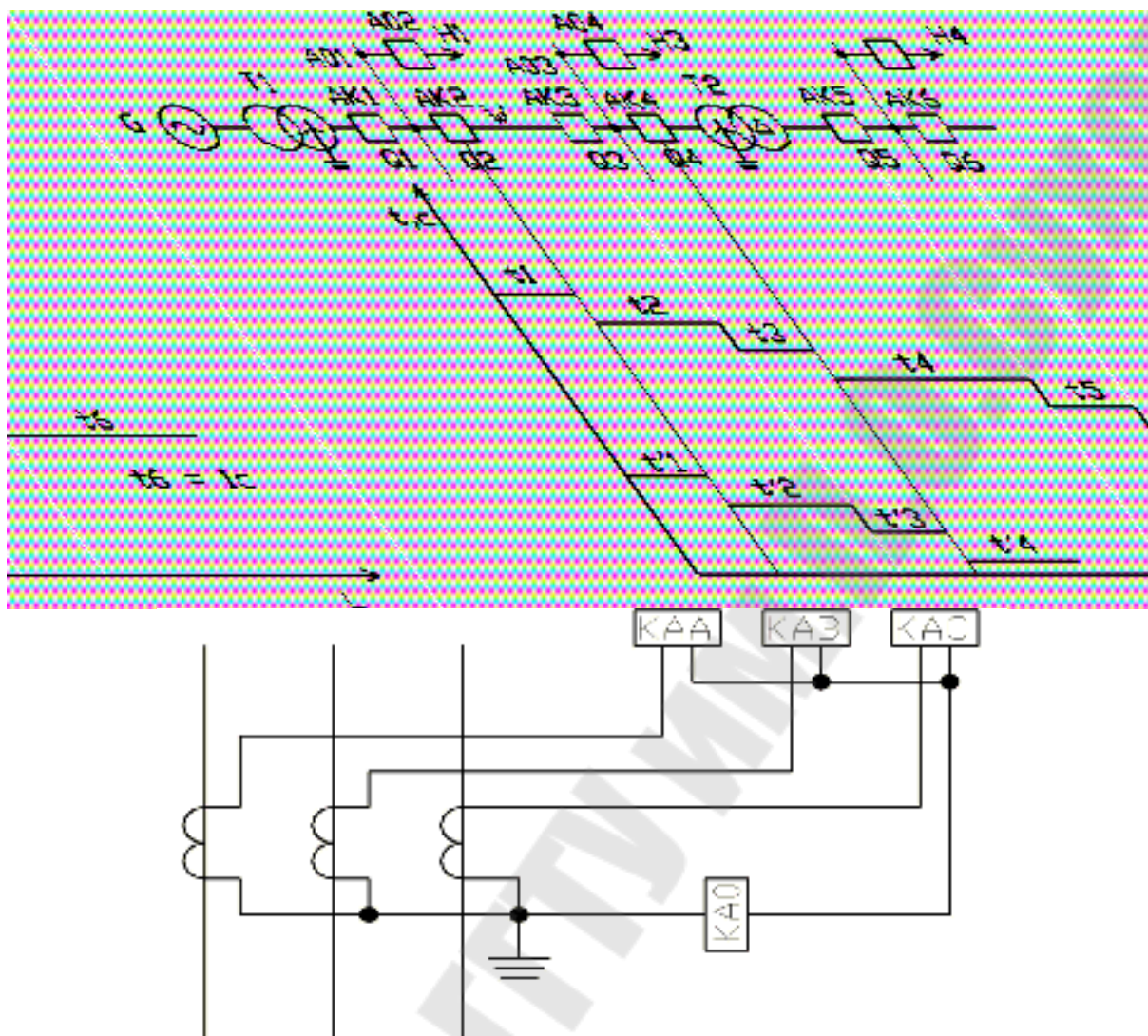


Рис. 13.1. Выбор времени срабатывания токовой защиты нулевой последовательности и схема токовых цепей МТЗ токовой защиты нулевой последовательности

13.2. Продольная дифференциальная защита линий

Продольная дифференциальная защита линий (ДЗЛ) применяется в тех случаях, когда требуется высокое быстродействие и абсолютная селективность при КЗ в любой точке линии. Продольной дифференциальной защитой называют защиту, в измерительном органе которой непосредственно сравниваются электрические данные, собранные со всех концов защищаемого элемента. Для протяженных элементов (ЛЭП) в зависимости от их длины применяют кабельные линии связи (до 15 км) или высокочастотные каналы связи.

На рис. 13.2 показан принцип действия продольной дифференциальной защиты линий. Трансформаторы тока, установленные по

концам защищаемой линии включаются между собой через линию связи и токовое дифференциальное реле КА, включенное на разность токов. При нагрузке или внешнем КЗ в точке К1 токи I_1 и I_2 через реле равны по величине и направлены встречно. В этом случае без учета погрешностей ТТ результирующий ток в реле

$$I_p = I_1 - I_2 = 0$$

и защита не работает.

При КЗ в зоне действия (между ТТ) ток I_2 меняет свое направление (или будет равен нулю при одностороннем питании). Результирующий ток в реле равен сумме токов:

$$I_p = I_1 + I_2$$

и, если его величина превысит порог срабатывания реле, то защита сработает и отключит линию с обеих сторон.

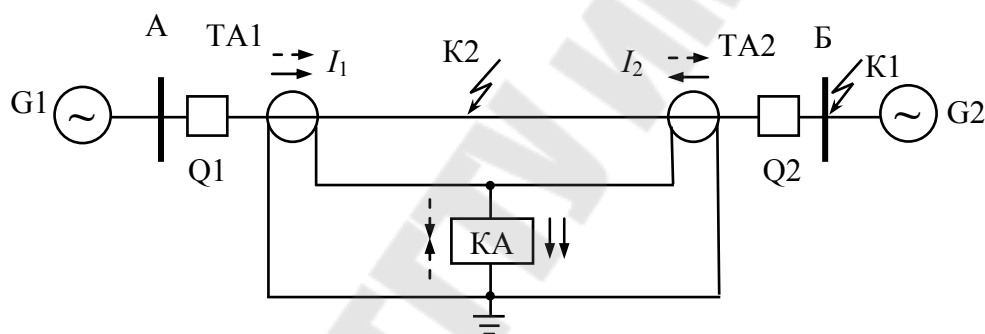


Рис. 13.2. Принцип действия продольной дифференциальной защиты линий. Пунктирной линией показано направление токов при внешнем КЗ (точка К1), сплошной – при КЗ в зоне действия дифференциальной защиты

На схеме рис. 13.2 показана однолинейная схема линии связи с одной парой проводов. Для передачи сигналов трехфазной сети потребуется минимум 4 провода. Сопротивление проводов линии связи оказывается намного больше допустимого для ТТ по условию 10 % погрешности. Поэтому ДЗЛ, например типа ДЗЛ-2, намного сложнее.

В реальных схемах ТТ имеют погрешности по величине и по фазе из-за неидентичности характеристик намагничивания ТТ. Поэтому, несмотря на равенство первичных токов, вторичные токи I_1 и I_2 при нормальной работе и внешних КЗ не одинаковы по величине и по фазе и в реле появляется ток небаланса $I_{нб}$. Для исключения ложной ра-

боты ДЗЛ ток срабатывания реле должен выбираться с учетом токов небаланса:

$$I_{\text{ср}} = K_{\text{зап}} \cdot I_{\text{нб max расч}}$$

где $K_{\text{зап}} = 1,3$, учитывает неидентичность характеристик намагничивания ТТ.

При определении $I_{\text{нб max расч}}$ исходят из того, что ТТ в схеме выбраны так, что полная погрешность ε не превышает 10 % при заданной вторичной нагрузке и предельной кратности K_{10} .

Определение $I_{\text{нб max расч}}$ производят по выражению:

$$I_{\text{нб max расч}} = \varepsilon \cdot K_{\text{апер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot I_{\text{КЗвнеш max}} / 100 \cdot K_I,$$

где $K_{\text{апер}} = 2$ учитывает наличие апериодической составляющей в токе КЗ;

$K_{\text{одн}} = 0,5 \dots 1,0$ – коэффициент однотипности ТТ;

K_I – коэффициент трансформации ТТ.

Чувствительность защиты определяется минимальным током в измерительном органе при КЗ в защищаемой зоне:

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{min}}^{(2)} / I_{\text{с.з}} \geq 2,$$

где $I_{\text{min}}^{(2)}$ – минимальный ток КЗ при повреждении в защищаемой ДЗЛ зоне.

В случае, если измерительных органов два (по одному на каждой подстанции), то значение тока $I_{\text{min}}^{(2)}$ делят на два.

Чувствительность защиты, как правило, оказывается недостаточной. Поэтому в реальных защитах применяют измерительные органы, представляющие собой реле с быстронасыщающимися трансформаторами и тормозными обмотками.

Оценка ДЗЛ. ДЗЛ не требует отстройки по току и по времени от защит смежных участков, не реагирует на качания, обеспечивает селективное отключение поврежденного участка любой конфигурации.

Для участков небольшой длины ДЗЛ получается простой, надежной и чувствительной. С увеличением длины защищаемой зоны ДЗЛ приобретает отрицательные свойства, которые обусловлены влиянием на надежность ее работы длинных вспомогательных каналов проводных или оптоволоконных связи.

При обрыве провода в линии связи ДЗЛ ложно срабатывает от тока нагрузки или внешнего КЗ. Поэтому для контроля исправности линии по проводам пропускается постоянный ток и в случае его исчезновения при обрыве провода ДЗЛ автоматически блокируется.

Очевидно, что иметь только одну дифференциальную защиту по условию надежности недостаточно. Это еще объясняется и тем, что дифференциальная защита не может резервировать защиты смежных линий или шин подстанции. Поэтому наряду с основной дифференциальной защитой обязательно предусматривается установка резервной защиты с относительной селективностью, например, МТЗ или дистанционной защиты.

Защита типа ДЗЛ и аналогичные ей цифровые продольные дифференциальные защиты применяются на коротких линиях 110-220 кВ длиной до 15-20 км.

13.3. Поперечная дифференциальная защита параллельных линий

Поперечную дифференциальную защиту применяют на параллельных линиях.

Принцип действия направленной поперечной дифференциальной защиты поясняется на рис. 13.3. ТТ одноименных фаз двух линий включены на разность токов. Ток, протекающий в реле при этом:

$$I_p = I_1 - I_2.$$

В цепь разности токов защиты включается пусковой орган (реле тока КА) и измерительный орган (реле мощности КВ). При внешних КЗ в точке К1 или в режиме нагрузки токи I_1 и I_2 в параллельных линиях равны и направлены в одну сторону. Без учета погрешности ТТ $I_p = I_1 - I_2 = 0$ и защита не работает.

При КЗ на одной из линий в точке К2 (в зоне действия защиты) токи I_1 и I_2 не равны друг другу. В защите 1-2 они разные по величине, а в защите 3-4 не равны по направлению. Если при этом разность токов I_p превысит порог срабатывания пускового органа, то защита работает и измерительный орган при положительном направлении этой разности определит поврежденную линию и отключит выключатель 1 на подстанции А и 3 на подстанции Б. Реле мощности КВ в данной схеме применяется двухстороннего действия (например, реле РБМ-278).

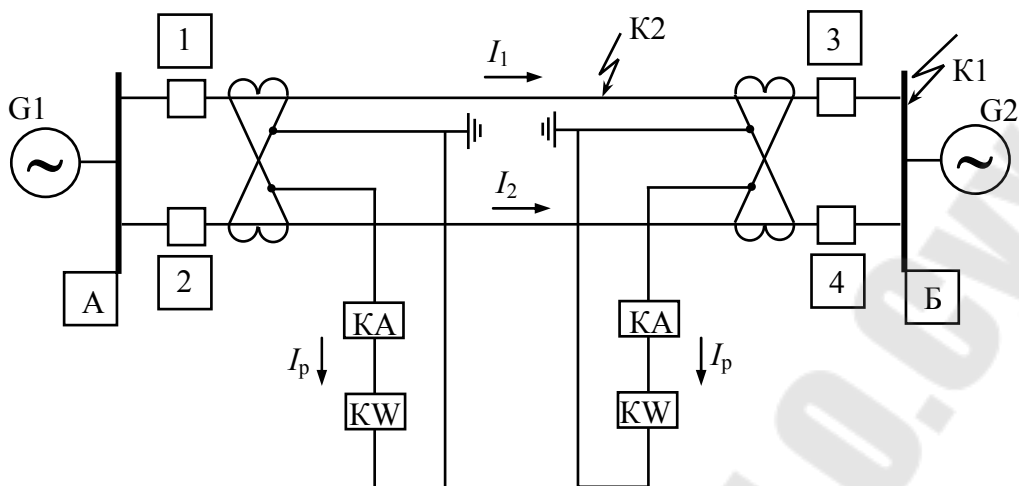


Рис. 13.3. Схема подключения реле тока КА и мощности КВ в поперечной дифференциальной защите линий

Порог срабатывания (уставка) пускового органа выбирается по двум условиям:

1. Отстройка от тока небаланса ТТ:

$$I_{с.з} = K_{отс} \cdot \varepsilon \cdot K_{апер} \cdot K_{одн} \cdot I_{к.мах} / 2 ;$$

2. Отстройка от максимального тока нагрузки в режиме, когда на противоположном конце линии отключен один выключатель:

$$I_{с.з} = K_{отс} \cdot I_{раб.мах} / K_{в} ,$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки равный 1,2;

ε – погрешность ТТ, равная $\varepsilon = 10/100 = 0,1$;

$K_{одн}$ – коэффициент однотипности ТТ, $K_{одн} = 0,5$;

$K_{апер}$ – коэффициент апериодической составляющей, $K_{апер} = 2$;

$I_{к.мах}$ – максимальный ток внешнего КЗ, (по каждой цепи проходит половина тока КЗ);

$K_{в}$ – коэффициент возврата пускового органа.

Принимается наибольшее значение тока и проверяется чувствительность защиты:

$$K_{ч} = I_{р} / I_{с.з} \geq 2 ; \quad K_{ч} = I_{к} / I_{с.з} \geq 1,5 ,$$

где $I_{р}$ – разность токов по двум линиям, при КЗ на одной из них в середине участка АБ;

$I_{к}$ – полный ток КЗ в точке повреждения после отключения поврежденной линии с одной стороны.

К недостатку поперечной дифференциальной защиты относится

каскадность действия защиты при КЗ вблизи подстанций А и Б а также необходимость иметь резервную ступенчатую токовую защиту на случай отключения одной из линий. В данном случае зона каскадного действия определяется участком линии, на котором при КЗ разность токов I_p меньше уставки защиты $I_{с.з}$:

$$L_{кд} = 100 \cdot I_{с.з} / I_{к}, \quad \%,$$

где $I_{к}$ – ток КЗ на шинах противоположной подстанции.

Обычно зона каскадного действия не превышает 10 % длины линии.

Поперечная дифференциальная защита обладает абсолютной селективностью и применяется в сетях 110-220 кВ как дополнительная к основной защите нулевой последовательности. В сетях 6...35 кВ эта защита используется как основная там, где требуется ускоренное отключение КЗ.

13.4. Высокочастотные каналы связи

Высокочастотные (ВЧ) каналы функционируют по проводам защищаемой линии, для чего производится ВЧ обработка линии. Обычно обработке подвергается одна фаза и ВЧ сигналы передаются по схеме фаза-земля (передача происходит по всем трем фазам за счет индуктивной и емкостной связей между проводами фаз).

Для релейной защиты используются ВЧ каналы, работающие на частотах 40...500 кГц.

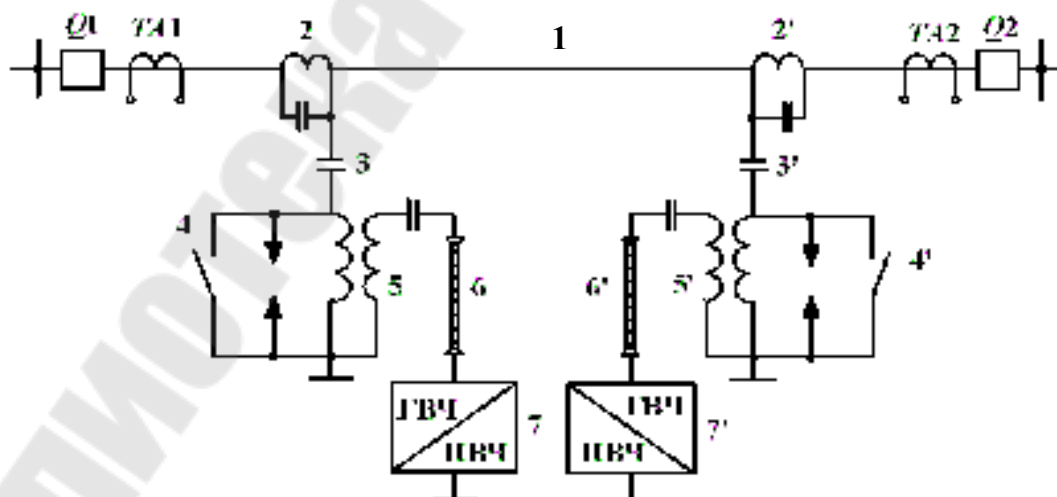


Рис. 13.4. Принципиальная схема ВЧ канала

ВЧ канал (рис. 13.4) содержит следующие элементы: провода фазы защищаемой линии, заградители 2, конденсаторы связи 3, защитные устройства 4, фильтры присоединения 5, ВЧ кабели 6 и приемопередатчики 7. Заградители включены последовательно в провод фазы защищаемой линии и состоят из реактора и конденсатора, настроенных в резонанс токов на рабочую высокую частоту, и представляют для нее большое сопротивление. Поэтому ВЧ сигналы не распространяются на соседние участки и могут циркулировать по линии лишь между заградителями.

Высоковольтный конденсатор связи изолирует ВЧ аппаратуру от высокого напряжения линии и создает путь токам высокой частоты, для которых представляет малое сопротивление, а также препятствует прохождению токам промышленной частоты, для которых представляет большое сопротивление.

Защитное устройство состоит из разрядника (от перенапряжений) и заземляющего разъединителя для безопасного выполнения наладочных работ.

Фильтр присоединения 5, состоящий из воздушного трансформатора и конденсатора, согласует волновое сопротивление ВЧ кабеля и входное сопротивление линии, что исключает потери энергии на отражение волны. Заземление обмотки трансформатора создает путь токам промышленной частоты, исключая их попадание в приемопередатчики. Фильтр присоединения вместе с конденсатором связи 3 образует полосовой фильтр, пропускающий определенную полосу частот.

Приемопередатчик состоит из генератора ГВЧ и приемника – ПВЧ. С каждой стороны линии приемопередатчики настроены на одну и ту же частоту. Поэтому ПВЧ принимают сигналы своего ГВЧ и установленного на противоположном конце. Для четкой работы во всех возможных режимах передатчик должен обладать мощностью (20...35 Вт), достаточной для перекрытия затухания по линии. Затухание резко увеличивается при неблагоприятных погодных условиях (гололед, мокрый снег) и при трех- и однофазных КЗ.

Высокочастотными называются защиты, использующие ВЧ каналы. Передатчики пускаются и останавливаются сигналами релейной защиты, а сигналы с выходов приемников поступают в цепи РЗ и обуславливают выполнение устройствами РЗ заданных функций.

13.5. Дифференциально-фазная высокочастотная защита линий (ДФЗ)

Принцип действия ДФЗ основан на сравнении фаз токов по концам защищаемой линии. Считая положительными токи, направленные от шин в линию, находим, что при внешних КЗ в точке К1 (рис. 13.5, а) токи I_m и I_n по концам защищаемой линии имеют различные знаки и, следовательно, их можно считать сдвинутыми по фазе на 180° . В случае КЗ на защищаемой линии (рис. 13.5, б) токи на ее концах имеют одинаковые знаки и их можно принять совпадающими по фазе. Таким образом, сравнивая фазы токов по концам линии, можно установить место расположения КЗ.

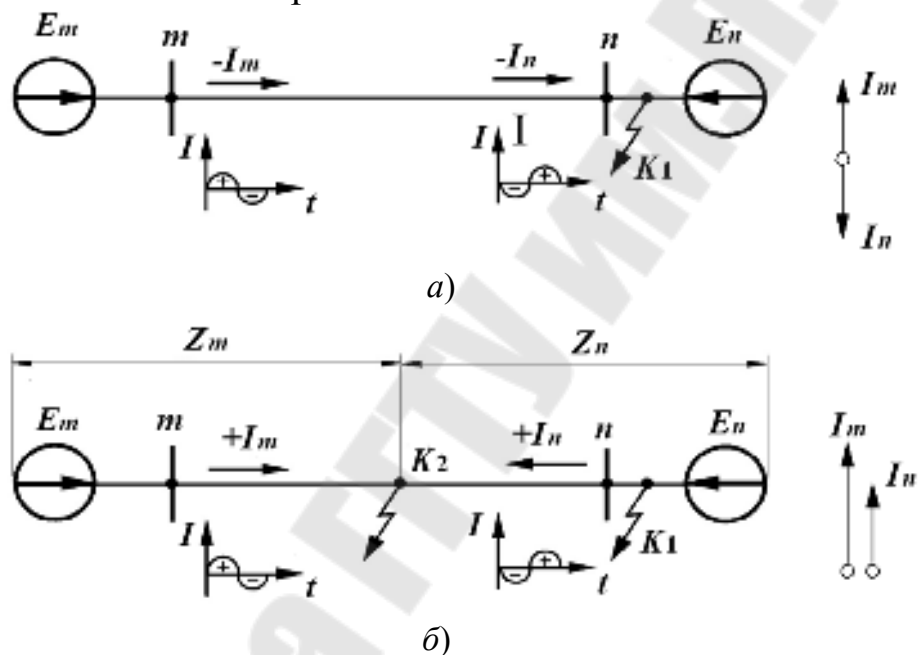


Рис. 13.5. Принцип действия ДФЗ

Принципиальная схема, иллюстрирующая работу ДФЗ, и диаграмма, поясняющая принцип ее действия, приведены на рис. 13.5 и рис. 13.6.

Защита состоит из приемопередатчика, включающего в себя ВЧ генератор ГВЧ, приемник ПВЧ, реле отключения РО, питающегося током приемника, и двух пусковых реле П1 и П2, одно из которых пускает ГВЧ, а второе контролирует цепь отключения защиты.

Особенность защиты заключается в том, что ГВЧ управляется непосредственно токами промышленной частоты при помощи специального трансформатора T_m (рис. 13.6). Генератор включен так, что при положительной полуволне промышленного тока он работает, по-

сылая в линию ток высокой частоты, а при отрицательной – запирается и ток высокой частоты прекращается. В то же время приемник выполнен таким образом, что при наличии токов высокой частоты, поступающих в его входной контур, выходной ток, питающий реле *РО*, равен нулю, а при отсутствии ВЧ сигнала появляется выходной ток, который поступает в реле *РО*. Таким образом, генератор ВЧ работает только в течение положительных полупериодов тока промышленной частоты, а приемник – при отсутствии ВЧ сигналов.

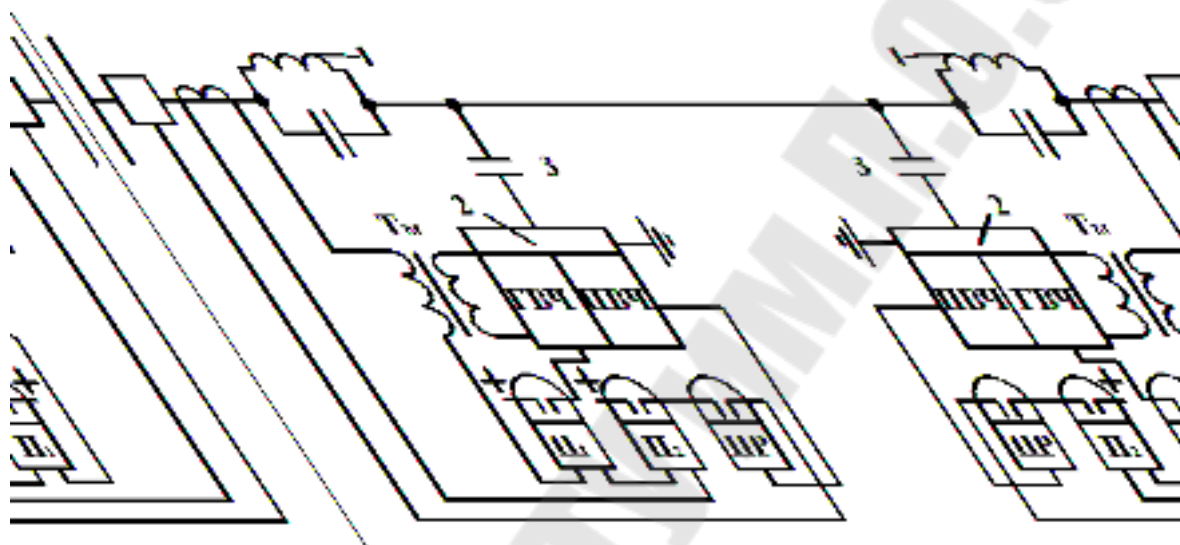


Рис.13.6. Принципиальная схема ДФЗ

При внешнем КЗ (рис. 13.7, *а*), когда фазы первичных токов по концам линии противоположны, генератор на конце линии *т* работает в течение первого полупериода промышленного тока, а на конце *п* - в течение следующего полупериода. Ток ВЧ протекает по линии непрерывно и питает приемники на обеих сторонах линии. В результате этого выходной ток в цепи приемника и реле *РО* отсутствует, и реле (защита) не работает.

При КЗ в зоне (рис. 13.7, *б*) генераторы на обоих концах линии работают одновременно, поскольку фазы токов по концам линии совпадают. Ток ВЧ, поступающий при этом в приемники, будет иметь прерывистый характер с интервалами времени, равными полупериоду промышленного тока. В этом случае приемник работает в промежутки времени, когда ток ВЧ отсутствует, и заперт (не работает) во время его прохождения, В выходной цепи приемника появляется прерывистый ток, который сглаживается специальным устройством и подается в реле *РО*, которое срабатывает и отключает линию.

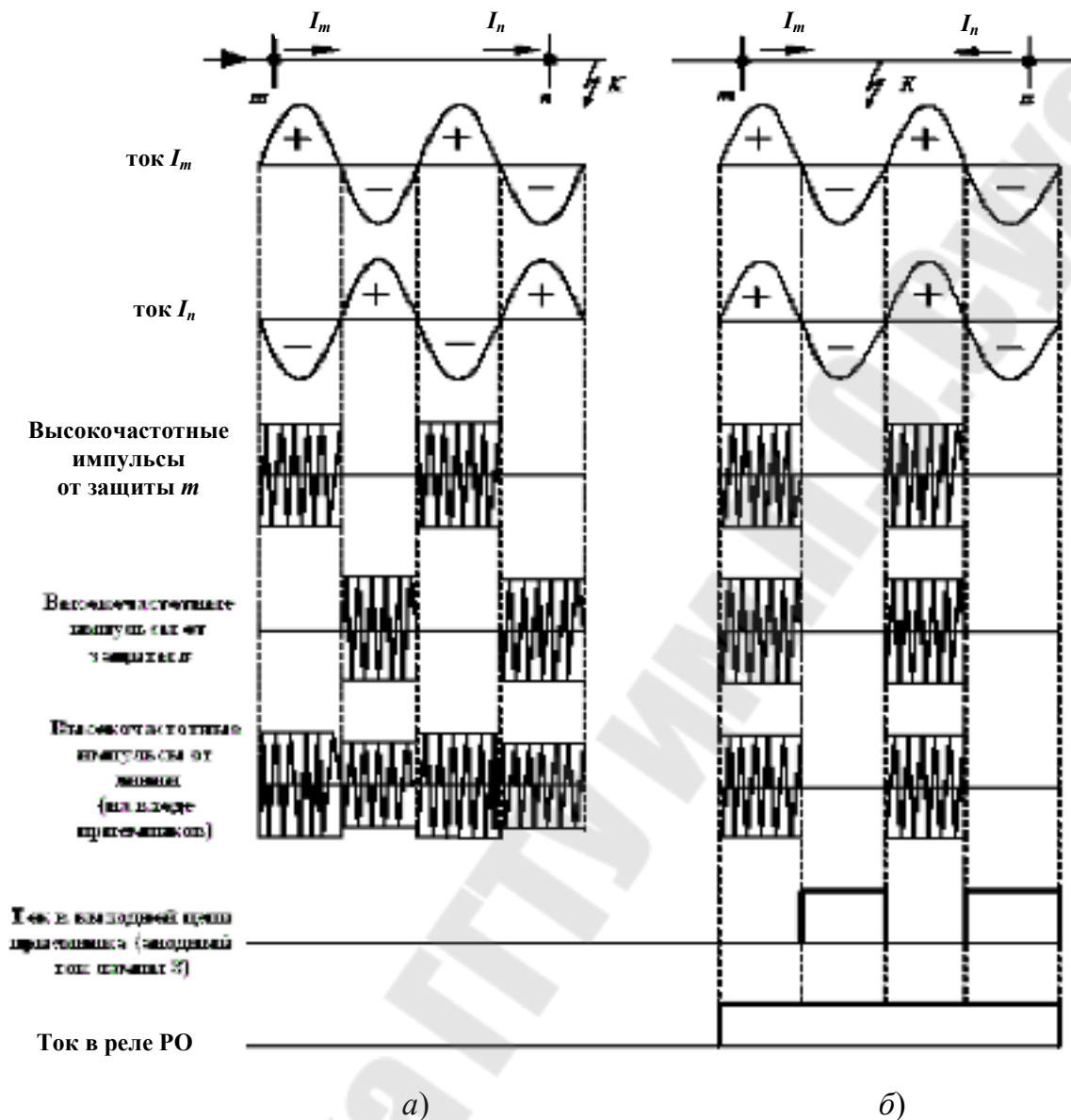


Рис. 13.7. Диаграмма токов ДФЗ:
 а – внешнее КЗ; б – КЗ в зоне защиты

Таким образом, сдвиг фаз между токами, проходящими по обоим концам линии, определяется по характеру ВЧ сигналов (сплошные или прерывистые), на которые при помощи ВЧ приемника реагирует реле РО.

Дифференциально-фазная защита обладает абсолютной селективностью и срабатывает без выдержки времени при КЗ в любой точке защищаемой линии. Она не реагирует на качания и неполнофазные режимы. ДФЗ применяется на линиях напряжением 110 кВ и выше в качестве основной защиты. Резервная защита – дистанционная или направленная МТЗ.

13.6. Направленная защита с высокочастотной блокировкой

В направленной ВЧ защите сравниваются направление (знак) мощности КЗ или тока по концам линии с помощью высокочастотного канала связи. Если мощность КЗ в защите направлена от шин в линию, то знак положительный, при обратном направлении мощности (КЗ за «спиной») знак отрицательный (рис. 13.8).

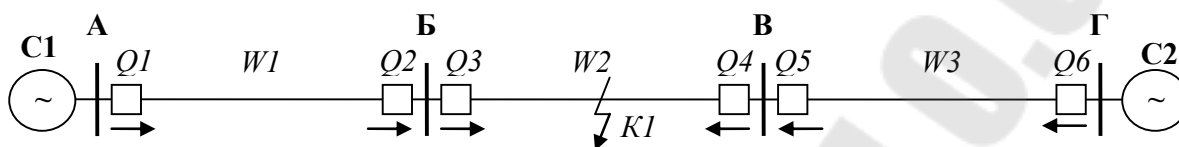


Рис. 13.8. Направление мощности по концам линий при КЗ в точке К1

При КЗ на линии, например $W2$, в неповрежденных линиях $W1$ и $W3$ в защитах на выключателях, ближайших к месту КЗ, $Q2$ и $Q5$ знаки мощности отрицательные. Измерительные органы направления мощности на этих защитах по отрицательному знаку запускают свои передатчики ВЧ сигнала. Приемники на противоположных концах линий воспринимают этот сигнал как блокирующий (запрещающий) работу защитам, хотя и направление мощности на них положительное. На поврежденной линии $W2$ направление мощности для обеих защит $Q3$ и $Q4$ положительное, следовательно, блокирующего ВЧ сигнала на линии нет и потому их пусковые органы срабатывают. Если при КЗ произойдет нарушение ВЧ канала, за счет обрыва провода или его заземления, то полное отсутствие ВЧ сигнала воспринимаются защитами как отсутствие блокировки и они срабатывают независимо друг от друга. В качестве пусковых органов защит применяются направленные МТЗ или направленные реле сопротивления. Направленная защита с высокочастотной блокировкой обладает абсолютной селективностью и более высоким быстродействием по сравнению с дифференциально-фазной защитой, но, как и последняя, требует применения резервной защиты, обладающей относительной селективностью (Дистанционные защиты).

К недостатку направленной ВЧ защиты следует отнести возможность ее неправильного действия при качаниях в энергосистеме, когда центр качаний находится на данной линии. Для исключения этого пусковые органы защиты реагируют не на полные токи, а на составляющие обратной и нулевой последовательности, которые отсут-

ствуют при качаниях. Однако при неполнофазных режимах защита может ложно сработать. Поэтому при неполнофазных режимах защита выводится из работы или переводится в режим дифференциально-фазной защиты.

Контрольные вопросы

1. В чем заключается назначение и принцип действия токовой защиты нулевой последовательности на линиях напряжением 110-220 кВ?
2. В чем заключается назначение и принцип действия продольной ДЗ линий?
3. Каковы основные достоинства и недостатки продольной ДЗ линий?
4. Область применения продольной ДЗ линий.
5. В чем заключается назначение и принцип действия поперечной ДЗ линий?
6. Каковы основные достоинства и недостатки поперечной ДЗ линий?
7. Область применения поперечной ДЗ линий.
8. В чем заключается назначение и принцип действия дифференциально-фазной высокочастотной защиты линий?
9. В чем заключается назначение и принцип действия направленной защиты с ВЧ блокировкой?
10. Область применения продольной дифференциально-фазной высокочастотной защиты линий.
11. Область применения направленной защиты с ВЧ блокировкой.

9. ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ

ЛЕКЦИЯ № 14

Содержание лекции

- 14.1. Повреждения и ненормальные режимы работы трансформаторов и автотрансформаторов.
- 14.2. Присоединение трансформаторов к питающей сети.
- 14.3. Общие требования к выполнению защит трансформаторов.
- 14.4. Защита трансформаторов плавкими предохранителями.
- 14.5. Дифференциальная защита. Область применения и принцип действия.
- 14.6. Особенности, влияющие на выполнение ДЗТ.
- 14.7. Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора.
- 14.8. Дифференциальная отсечка трансформатора.
- 14.9. Дифференциальная защита трансформатора с быстронасыщающимися трансформаторами.
- 14.10. Дифференциальная защита трансформатора с торможением.
- 14.11. Дифференциальное реле с торможением типа ДЗТ-11.
- 14.12. Дифференциальные защиты на цифровых реле.
- 14.13. Газовая защита трансформатора.
- 14.14. Газовая защита переключателя РПН.

14.1. Повреждения и ненормальные режимы работы трансформаторов и автотрансформаторов

В процессе эксплуатации в трансформаторах могут возникать следующие повреждения:

- междуфазные КЗ внутри бака и на вводах,
- замыкания между витками одной фазы (витковые замыкания),
- замыкания обмоток на землю,
- замыкания между обмотками разных напряжений,
- перекрытие изоляции вводов,
- утечка масла из бака.

Аварийная статистика показывает, что наиболее часто на трансформаторах и автотрансформаторах происходят витковые замыкания и междуфазные КЗ на вводах, в ошиновке и в кабелях.

В эксплуатации происходят нарушения нормальных режимов работы трансформаторов, к которым относятся:

- прохождение через трансформатор сверхтоков при внешних КЗ и при качаниях в энергосистеме,
- перегрузки, вызванные самозапуском двигателей, подключением дополнительной нагрузки при работе устройств АВР,
- выделение из масла горючих газов,
- понижение уровня масла,
- повышение напряжения на выводах. Оно вызывает возрастание намагничивающего и вихревых токов трансформатора. Следствием такого режима может быть повышение температуры активных частей, повреждение изоляции и пожар в стали.

При ненормальных режимах возможен интенсивный нагрев изоляции обмоток и ее старение. Перегрузка трансформаторов допускается в следующих пределах:

| | | | | |
|--------------------------------|-----|----|-----|-----|
| Перегрузка по току, % | 30 | 60 | 100 | 200 |
| Допустимая длительность, минут | 120 | 45 | 10 | 1,5 |

В зависимости от опасности повреждения при нарушении нормального режима трансформатора, защита, фиксирующая нарушение, действует на сигнал, разгрузку или отключение трансформатора. Защита трансформатора от перегрузки должна выполняться с действием на сигнал при наличии оперативного персонала, либо – на разгрузку без оперативного персонала на подстанции.

14.2. Присоединение трансформаторов к питающей сети

Трансформаторы присоединяются к сети с помощью выключателей, плавких предохранителей или открытых плавких вставок, автоматических отделителей или выключателей нагрузки, предназначенных для отключения трансформатора в бестоковую паузу.

При высшем напряжении 35 кВ и более для трансформаторов мощностью более 1,0 МВ·А, распространенным способом подключения трансформатора отпаечной и тупиковой подстанции к линии является подключение через автоматический отделитель (ОД) с установкой короткозамыкателя (КЗ) (рис. 14.1, б, в). Короткозамыкатель устанавливается в двух фазах при напряжении 35 кВ и в одной фазе при напряжении 110 кВ. В этом случае при повреждении в трансформаторе его релейная защита дает команду на включение короткозамыкателя, создается искусственное двухфазное или однофазное КЗ,

после чего срабатывает релейная защита питающей линии на ГПП и отключается выключатель (В) этой линии. Наступает бестоковая пауза, во время которой автоматика выдает команду на отключение ОД, а линия включается снова от устройства АПВ.

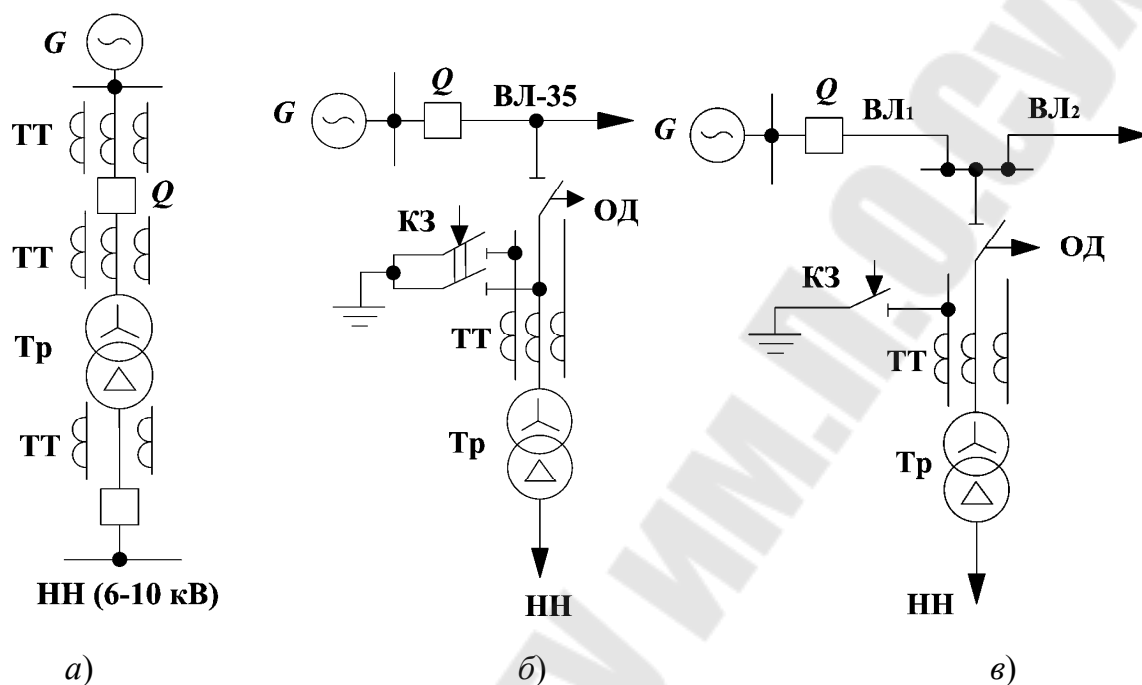


Рис. 14.1. Схемы присоединения понижающего трансформатора к питающей сети: с помощью выключателя (а) и отделителя с короткозамыкателем (б) – при напряжении ВН 6-35 кВ и в – при напряжении 110-220 кВ)

Наиболее предпочтительным является присоединение трансформатора через выключатель (рис. 14.1, а). На рис. 14.1, а показан выключатель со встроенными в него трансформаторами тока. При наличии у защищаемого трансформатора встроенных трансформаторов тока предпочтительно установить более дешевый выключатель без встроенных ТТ. Большинство строящихся или реконструируемых в настоящее время подстанций комплектуются выключателями на стороне ВН. При подключении трансформатора по схеме рис. 14.1, а можно полностью реализовать требования к защитах трансформатора.

14.3. Общие требования к выполнению защит трансформаторов

Согласно ПУЭ для трансформаторов требуются следующие защиты.

1. Защита от внутренних повреждений для трансформаторов мощностью менее 4 МВ·А – МТЗ и токовая отсечка, для трансформаторов большей мощности – дифференциальная защита;

2. Защита от повреждения внутри бака трансформатора или РПН – газовая защита трансформатора и устройства РПН с действием на сигнал или отключение;

3. Защита от внешних КЗ – МТЗ с блокировкой по напряжению или без нее. Она же используется как резервная защита трансформаторов от внутренних повреждений;

4. Защита от однофазных КЗ на всех сторонах трансформатора, работающего с глухозаземленной нейтралью;

5. Защита от перегрузки с действием на сигнал. В ряде случаев на подстанциях без обслуживающего персонала защита от перегрузки выполняется с действием на разгрузку или на отключение трансформатора.

Кроме непосредственно релейных защит, требуются дополнительные токовые органы, например для автоматики охлаждения и блокировки РПН.

14.4. Защита трансформаторов плавкими предохранителями

Присоединение трансформаторов к сети через плавкие предохранители используется в схемах упрощенных подстанций напряжением ВН 6...35 кВ. Для защиты трансформаторов применяют предохранители типов ПК-10, ПКТ-10, ПКИ-10, ПСН-10, ПСН-35. Ток плавкой вставки зависит от мощности трансформатора и выбирается в пределах 1,5...2 номинального тока трансформатора (табл. 14.1). Плавкие предохранители рассчитаны на отключение тока КЗ в трансформаторе, поэтому они проверяются по максимальному отключаемому току КЗ. Номинальный ток отключения для предохранителей 6-10 кВ может быть в пределах 2,5...40 кА. Кроме того, требуется выбрать номинальное напряжение предохранителя. Одинаково недопустимо устанавливать предохранитель напряжением 6 кВ на трансформатор 10 кВ, и предохранитель 10 кВ на трансформатор напряжением 6 кВ. В первом случае может произойти перекрытие предохранителя по поверхности, а во втором – не погаснуть дуга внутри предохранителя.

Таблица 14.1

**Рекомендуемые значения номинальных токов плавких вставок $I_{\text{ном.вс}}$
предохранителей типа ПКТ для защиты трехфазных силовых
трансформаторов 6/0,4 и 10/0,4 кВ**

| Мощность трансформатора, кВ·А | Номинальный ток, А | | | | | | |
|-------------------------------|---------------------------|-------|-------|---|------|-------|-----------------------|
| | трансформатора на стороне | | | плавкой вставки на стороне и тип предохранителя | | | |
| | 0,4 кВ | 6 кВ | 10 кВ | 0,4 кВ | 6 кВ | 10 кВ | |
| 25 | 36 | 2,40 | 1,44 | 40 | 8 | 5 | ПКТ-101-10-5-31,5 УЗ |
| 40 | 58 | 3,83 | 2,30 | 60 | 10 | 8 | ПКТ-101-10-8-31,5 УЗ |
| 63 | 141 | 6,05 | 3,64 | 100 | 16 | 10 | ПКТ-101-10-10-31,5 УЗ |
| 100 | 145 | 14,60 | 5,80 | 150 | 20 | 16 | ПКТ-101-10-16-31,5 УЗ |
| 160 | 231 | 15,40 | 14,25 | 250 | 32 | 20 | ПКТ-101-10-20-31,5 УЗ |
| 250 | 360 | 24,00 | 14,40 | 400 | 50 | 40 | ПКТ-102-10-31,5 УЗ |
| 400 | 580 | 38,30 | 23,10 | 600 | 80 | 50 | |
| 630 | 1410 | 60,50 | 36,40 | 1000 | 160 | 80 | |

14.5. Дифференциальная защита. Область применения и принцип действия

Дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ) относится к основным защитам трансформатора. ДЗТ выполняется на принципе сравнения токов на стороне ВН и сторонах СН и НН трансформатора и применяется в качестве основной быстродействующей защиты трансформаторов и автотрансформаторов. Защита обладает абсолютной селективностью, реагирует на повреждения в обмотках, на выводах и в соединениях с выключателями и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени. Зона действия ДЗТ ограничивается местом установки трансформаторов тока и включает в себя ошиновку СН, НН.

Ввиду ее сравнительной сложности, ДЗТ устанавливается в следующих случаях:

- на одиночно работающих трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 6300 кВ·А и выше;
- на параллельно работающих трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 4000 кВ·А и выше;
- на трансформаторах мощностью 1000 кВ·А и выше, если токовая отсечка не обеспечивает необходимой чувствительности при КЗ на выводах высшего напряжения ($K_q < 2$), а МТЗ имеет выдержку времени более 0,5 с.

При прохождении через трансформатор сквозного тока нагрузки

или внешнего КЗ ток в реле равен: $I_p = I_1 - I_2$ (рис. 14.2, а).

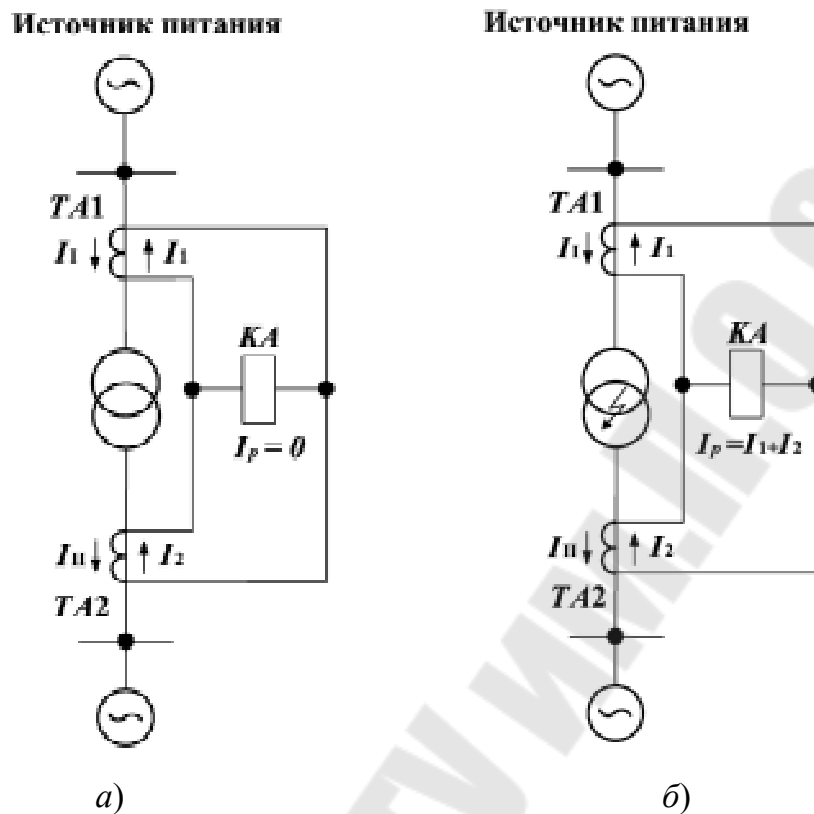


Рис. 14.2. Принцип действия дифференциальной защиты трансформатора: а – распределение токов при сквозном КЗ; б – то же при КЗ в трансформаторе (в зоне действия дифференциальной защиты)

Пренебрегая током намагничивания трансформатора, который в нормальном режиме имеет малое значение, можно считать, что первичные токи равны ($I_1 = I_{II}$) и, следовательно, вторичные токи одинаковы, т.е. $I_1 = I_2$. С учетом этого $I_p = I_1 - I_2 = 0$.

Таким образом, если ТТ имеют точно совпадающие характеристики, то при прохождении через ТТ тока нагрузки или толка внешнего КЗ ток в реле отсутствует и ДЗТ на такие режимы не реагирует.

Практически вследствие несовпадения характеристик ТТ вторичные токи не равны $I_1 \neq I_2$ и поэтому в реле проходит ток небаланса, т. е.

$$I_p = I_1 - I_2 = I_{p.нб}.$$

Для того чтобы дифференциальная защита не подействовала от тока небаланса, ее ток срабатывания должен быть больше этого тока на коэффициент надежности K_n , т. е.:

$$I_{сз} = K_n I_{p.нб}. \quad (14.1)$$

При КЗ в трансформаторе, или любом другом месте между ТТ, направление токов I_1 и I_2 изменится на противоположное, как показано на рис. 14.2, б.

Таким образом, при КЗ в зоне действия ДЗТ в реле проходит полный вторичный ток КЗ. Под влиянием этого тока защита срабатывает и производит отключение поврежденного трансформатора с обеих сторон.

14.6. Особенности, влияющие на выполнение ДЗТ

1. Наличие намагничивающего тока, проходящего по трансформатору только со стороны источника питания. Намагничивающий ток в нормальном режиме составляет примерно 1,5 % номинального тока трансформатора и поэтому вызывает лишь некоторое увеличение тока небаланса. Иные явления происходят при включении ненагруженного трансформатора под напряжение или при восстановлении напряжения после отключения КЗ. В этих случаях в обмотке трансформатора со стороны источника питания возникает бросок намагничивающего тока, который в начальный момент времени в 5-8 раз превышает номинальный ток трансформатора, но быстро, в течение времени менее 1 с, затухает до значения равного 5...10 % номинального тока трансформатора. Для предотвращения ложного срабатывания ДЗТ от броска намагничивающего тока ток срабатывания защиты должен быть больше максимального значения намагничивающего тока, т. е.

$$I_{сз} = K_n I_{нам.мах} \quad (14.2)$$

Бросок тока зависит от конструкции трансформатора, момента его включения под напряжение. Поэтому при расчетах ДЗТ ток срабатывания определяется по формуле:

$$I_{сз} = K_n I_{ном}, \quad (14.3)$$

где $I_{ном}$ – номинальный ток обмотки, имеющей наибольшую мощность;

K_H – коэффициент надежности отстройки, принимаемый равным 1...4 в зависимости от типа реле, используемых в схеме дифференциальной защиты; для ЦР $K_H = 0,2...0,5$.

2. Неравенство вторичных токов и разнотипность ТТ. Поскольку у трансформаторов токи со стороны обмоток высшего, среднего и низшего напряжений не равны, то ТТ, выбираемые по номинальным токам обмоток, имеют разные коэффициенты трансформации и разное конструктивное исполнение и поэтому они имеют различные характеристики и погрешности.

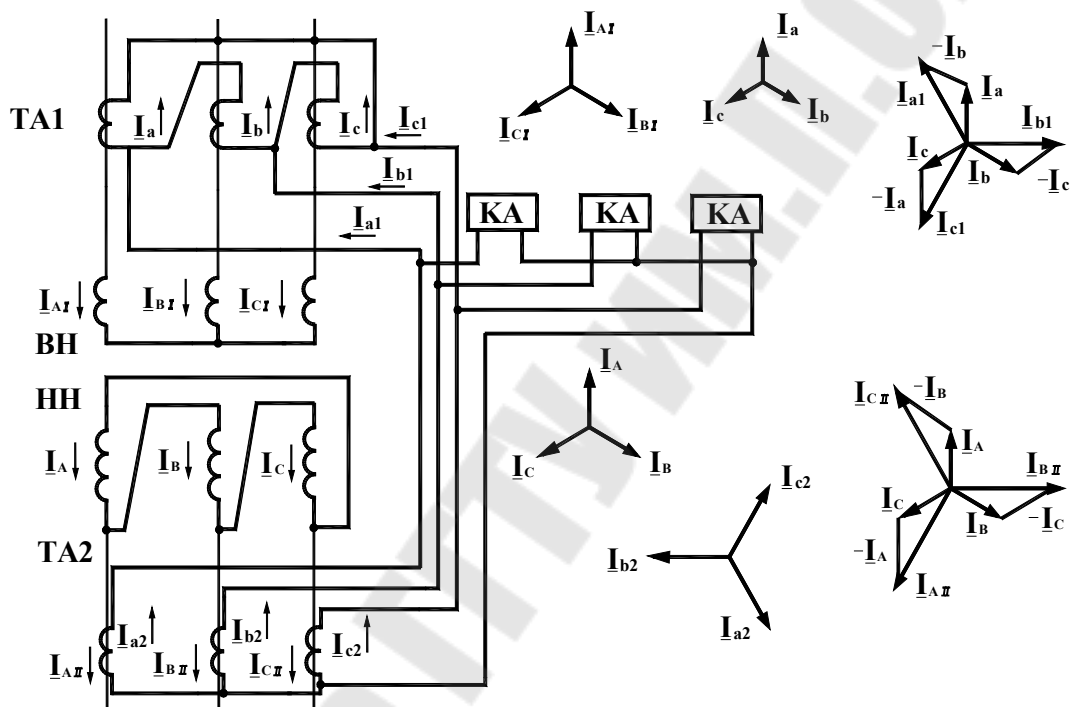


Рис. 14.3. Токи и векторные диаграммы токов в схеме ДЗТ с соединением обмоток по схеме звезда-треугольник, поясняющие принцип компенсации углового сдвига

Номинальные токи обмоток трансформаторов, как правило, не совпадают со шкалой номинальных токов ТТ. Поэтому при выборе ТТ принимается ТТ, номинальный ток которого является ближайшим большим по отношению номинальному току обмотки трансформатора. Таким образом, вследствие неравенства вторичных токов в плечах ДЗТ в дифференциальном реле при номинальной нагрузке трансформатора проходит ток небаланса, равный:

$$I_{p,нб} = I_{ВН}/K_{I(ВН)} - I_{НН}/K_{I(НН)}. \quad (14.4)$$

При сквозном КЗ этот ток возрастает пропорционально току КЗ, а также увеличивается вследствие возрастания погрешностей ТТ, имеющих неодинаковые характеристики, что может вызвать ложное действие ДЗТ. Поэтому для снижения тока небаланса, вызванного неравенством вторичных токов ТТ ДЗТ, производится выравнивание этих токов путем использования специальных уравнительных обмоток дифференциальных реле. В цифровых реле такое выравнивание производится математическим путем, т. е. вводится масштабный коэффициент.

3. Неодинаковые схемы соединения обмоток трансформаторов. При неодинаковых схемах соединения обмоток, например звезда-треугольник ($Y/\Delta-11$), токи со стороны обмотки, соединенной в звезду, и токи со стороны обмотки, соединенной в треугольник, оказываются сдвинутыми относительно друг друга на угол 30° . Угловой сдвиг токов создает небаланс в реле ДЗТ, который нельзя компенсировать подбором витков. Компенсация углового сдвига производится путем специального соединением вторичных обмоток ТТ. Для этого на стороне звезды ТТ соединяются в треугольник, а на стороне треугольника – в звезду (рис. 14.3). При таком соединении вторичных обмоток ТТ, в трансформаторах тока ТА1, вторичные обмотки которых соединены в треугольник, создается сдвиг токов на такой же угол, как и в соединенной в треугольник обмотке НН трансформатора, что и обеспечивает совпадение фаз вторичных токов.

В цифровых дифференциальных защитах получают разность фазных токов математическим путем. У таких защит ТТ со всех сторон соединяются в звезду, а группа соединений трансформатора и полярность ТТ вводится в реле в виде уставки. Соединение в звезду выгоднее в части величины нагрузки на ТТ (при соединении вторичных обмоток ТТ тока в треугольник нагрузка на ТТ вырастает в 3 раза).

Соединение ТТ в треугольник на стороне ВН трансформатора, где первичные обмотки соединены в звезду, имеет и преимущество. Если нейтраль на стороне ВН трансформатора заземлена, то при замыкании на землю в питающей линии протекает ток от заземленной нейтрали к месту КЗ. При соединении трансформаторов тока в звезду протекает несбалансированный ток нулевой последовательности, который может вызвать ложную работу МТЗ трансформатора. При схеме соединения ТТ в треугольник ток нулевой последовательности замыкается внутри треугольника и в реле не попадает. Однако чувстви-

тельность МТЗ при соединении ТТ в треугольник меньше, чем при соединении в звезду на 15 %.

Состояние нейтрали соединенной в звезду обмотки трансформатора не влияет на работу ДЗТ. Цифровые защиты исключают влияние тока нулевой последовательности математическим путем, поэтому ТТ на стороне ВН соединяются в звезду.

14.7. Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора

Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора производится по 2 условиям:

- отстройка от тока намагничивания;
- отстройка от тока небаланса.

Ток намагничивания трансформатора протекает только по первичной обмотке трансформатора. В схеме ДЗТ он не компенсируется и ДЗТ должна отстраиваться от него для исключения ложной работы при включении трансформатора. Отстройка производится по формуле (14.3).

Коэффициент надежности K_n определяется в основном типом примененного реле и наличием в нем специальных мер отстройки от броска тока намагничивания.

Учет тока небаланса при выборе уставок дифференциальной защиты. Токи небаланса в схеме ДЗТ имеют место вследствие погрешностей ТТ из-за изменения коэффициента трансформации защищаемого трансформатора (при регулировании напряжения) и неточного выравнивания вторичных токов.

Для отстройки ДЗТ от тока небаланса при внешнем КЗ ток ее срабатывания должен удовлетворять условию:

$$I_{сз} = K_n I_{нб.рас} \quad (14.5)$$

где K_n – коэффициент надежности отстройки, принимаемый равным 1,3.

Суммарный расчетный ток небаланса состоит из этих трех составляющих

$$I_{нб.рас} = I_{1нб.рас} + I_{2нб.рас} + I_{3нб.рас} \quad (14.6)$$

Первая составляющая расчетного тока небаланса определяется погрешностями ТТ и вычисляется по формуле:

$$I_{1нб.рас} = \varepsilon \cdot K_a \cdot K_{одн} \cdot f \cdot I_{КЗ \max} \quad (14.7)$$

где K_a – коэффициент, учитывающий влияние на быстродействующие защиты переходных процессов при КЗ, которые сопровождаются прохождением апериодических составляющих в токе КЗ; K_a принимается равным 1 для реле, имеющих БНТ с короткозамкнутыми обмотками или других средств отстройки от переходных процессов при КЗ и $K_a = 2$ для реле без таких средств, для микропроцессорных защит принимают $K_a = 1$;

$K_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности условий работы ТТ, принимаемый равным 0,5 в тех случаях, когда ТТ однотипны и равным 1 – в остальных случаях;

$\varepsilon = 0,1$ – погрешность ТТ (10 %);

$I_{\text{КЗ max}}$ – наибольший ток при внешнем КЗ.

Вторая составляющая тока небаланса определяется изменением коэффициента трансформации защищаемого трансформатора при регулировании напряжения регулятором РПН, вычисляется по формуле при регулировании на одной стороне трансформатора

$$I_{2\text{нб.рас}} = \Delta N \cdot I_{\text{КЗ max}}, \quad (14.8)$$

где ΔN – половина регулировочного диапазона, для которого производится выравнивание вторичных токов (например, при половине регулировочного диапазона $N = \pm 16\%$, $\Delta N = 0,16$).

Третья составляющая расчетного тока небаланса определяется неточностью выравнивания вторичных токов и вычисляется по формуле:

$$I_{3\text{нб.рас}} = \frac{w_{\text{I рас}} - w_{\text{I}}}{w_{\text{I рас}}} \cdot I_{\text{I КЗ max}} + \frac{w_{\text{II рас}} - w_{\text{II}}}{w_{\text{II рас}}} \cdot I_{\text{II КЗ max}}, \quad (14.9)$$

где $w_{\text{I рас}}$, $w_{\text{II рас}}$ – расчетные числа витков выравнивающих обмоток трансформаторов реле для не основных сторон (сторон с меньшим вторичным током);

w_{I} , w_{II} – принятые числа витков обмоток; $I_{\text{I КЗ max}}$, $I_{\text{II КЗ max}}$

$I_{\text{I КЗ max}}$, $I_{\text{II КЗ max}}$ – наибольшие токи КЗ соответствующих сторон.

Для двухобмоточного трансформатора формула упрощается:

$$I_{3\text{нб.рас}} = \frac{w_{\text{II рас}} - w_{\text{II}}}{w_{\text{II рас}}} \cdot I_{\text{II КЗ max}}, \quad (14.10)$$

для стороны трансформатора принятой за основную.

Обычно при расчете ДЗТ вначале определяется ток небаланса как сумма первых двух составляющих:

$$I_{\text{нб.рас}} = I_{1\text{нб.рас}} + I_{2\text{нб.рас}} \quad (14.11)$$

Затем после выбора тока срабатывания и определения расчетных чисел витков определяется дополнительно суммарный ток небаланса по формуле (14.11).

Некоторые схемы дифференциальной защиты

14.8. Дифференциальная отсечка

В схеме дифференциальной отсечки отсутствуют какие-либо специальные средства для отстройки от броска тока намагничивания и выравнивания вторичных токов (рис. 14.5).

Ток срабатывания дифференциальной отсечки определяют условием отстройки от броска намагничивающего тока согласно формуле (14.3), принимая $K_n = 3...4$ для электромеханических реле. Броски намагничивающего тока в первый момент включения трансформатора могут превышать ток срабатывания дифференциальной отсечки, выбранный с указанным коэффициентом надежности отстройки. Однако эти токи очень быстро затухают, что дает возможность отстроиться от них за счет собственного времени действия реле дифференциальной отсечки. Для этого в схеме дифференциальной отсечки применяют выходное промежуточное реле КЛ (рис. 14.5), которое имеет время срабатывания $0,1...0,2$ с. Для измерения дифференциального тока используется токовое реле. При правильном подборе ТТ и такой уставке удастся отстроиться и от тока небаланса без выравнивания токов плеч – второе условие выбора уставок, что и дает возможность использовать для дифференциальной отсечки токовое реле.

В сложных устройствах ДЗТ, например ДЗТ-21, R3IPT, MiCOM R630 и других микропроцессорных защитах, имеется дополнительный элемент, именуемый дифференциальной отсечкой. Этот элемент не имеет дополнительной задержки и специальных средств отстройки от броска тока намагничивания. Поэтому он должен отстраиваться от бросков тока намагничивания с большим коэффициентом равным $(6...8) \cdot I_{\text{ном}}$. Зато такая дифференциальная отсечка, не имеющая никаких задержек, является более надежной защитой и обеспечивает быстрое отключение тока КЗ в обмотках ВН трансформатора.

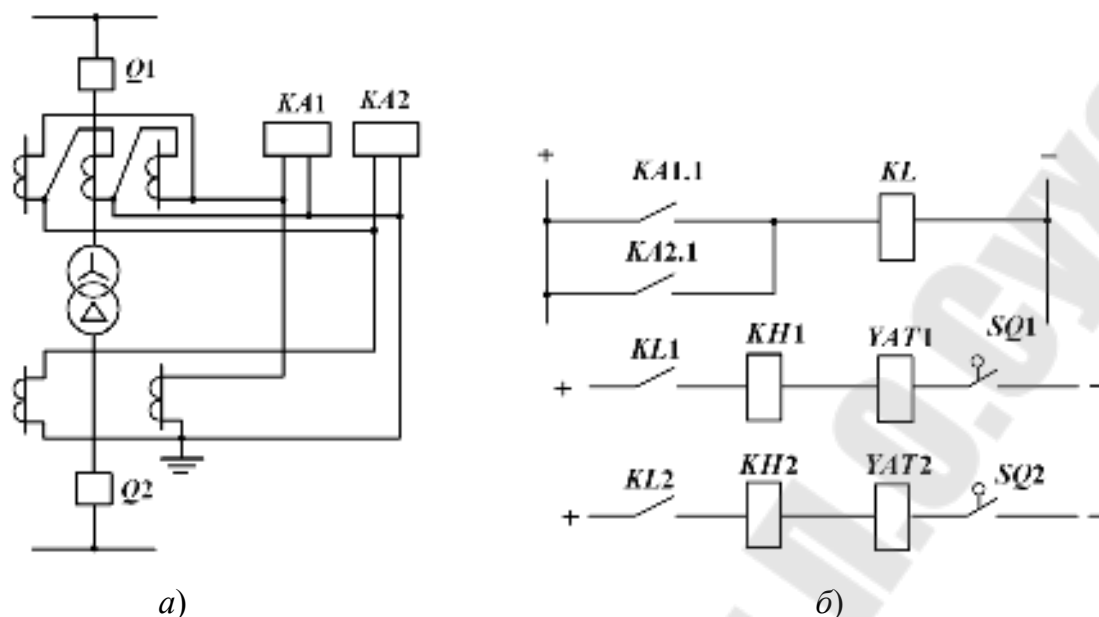


Рис. 14.4. Принципиальная схема дифференциальной отсечки двухобмоточного трансформатора: а – схема токовых цепей; б – схема цепей оперативного тока

14.9. Дифференциальная защита с быстронасыщающимися трансформаторами (БНТ) (реле РНТ-562, 565)

Схема защиты показана на рис. 14.5.

Реле серии РНТ-565 предназначены для ДЗТ одной фазы силового трансформатора. Быстронасыщающийся трансформатор реле РНТ-565 является одновременно и промежуточным трансформатором для компенсации неравенства вторичных токов в плечах ДЗТ и имеет для этой цели рабочую и две уравнивательные обмотки. Ток во вторичной обмотке БНТ, к которой подключено реле, определяется суммарным магнитным потоком в сердечнике, который создается как рабочей, так и уравнивательными обмотками. Для того чтобы при прохождении через трансформатор сквозного тока нагрузки или КЗ ток во вторичной обмотке был равен нулю, необходимо правильно включить рабочую и уравнивательные обмотки в дифференциальную схему и так подобрать числа витков обмоток, чтобы компенсировать неравенство вторичных токов ТТ и установить необходимый ток срабатывания. При броске тока намагничивания БНТ насыщается постоянной (аперiodической) составляющей тока намагничивания и ухудшает трансформацию переменной составляющей в реле. За счет применения БНТ, можно выполнить уставку по условию отстройки от броска тока намагничивания, равной 1,3 номинального тока трансформатора. Ток

срабатывания реле рассчитываются по числу витков, обтекаемых током, исходя из того, что МДС срабатывания реле равна 100 А витков.

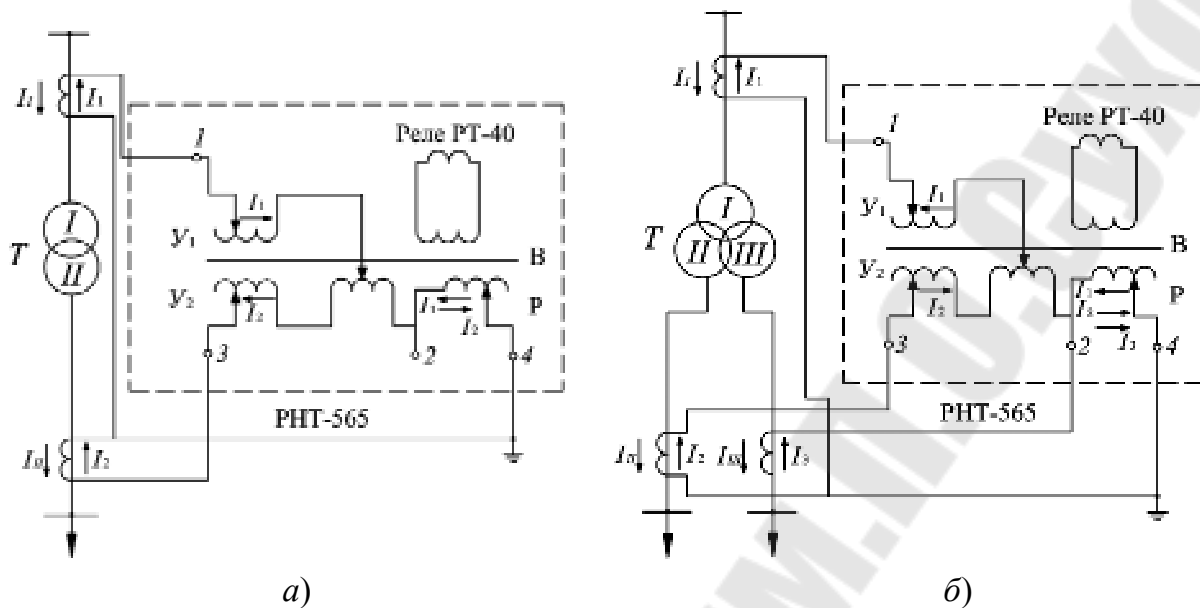


Рис. 14.5. Схема защиты на реле РНТ-565:
 а) для двухобмоточного трансформатора;
 б) для трехобмоточного

14.10. Дифференциальная защита с торможением

Условие отстройки от тока намагничивания не является определяющим условием выбора уставок ДЗТ. Обычно таким условием является отстройка от тока небаланса. Для трансформаторов с РПН и многообмоточных трансформаторов токи небаланса в установившемся режиме КЗ достигают значительных величин. Действительно, если предположить погрешность ТТ равной 10 %, а диапазон регулирования напряжения – 16 % и кратность тока КЗ за трансформатором равной $10 \cdot I_{ном}$, то уставка защиты по условию отстройки от токов небаланса составит по формуле:

$$I_{с.з} = 1,3(0,1 + 0,16) \cdot 10I_{ном} = 3,4I_{ном}. \quad (14.12)$$

Учет токов небаланса является определяющим для выбора уставок ДЗТ. Защита трансформатора на реле с БНТ становится очень грубой и для многих режимов недостаточно чувствительной. Значительно улучшает чувствительность применение процентного торможения.

При применении такого торможения ток срабатывания ДЗТ увеличивается с ростом сквозного тока КЗ, что позволяет понизить ус-

тавку по току срабатывания при малых токах и защита во всех режимах остается чувствительной к КЗ. Уставка защиты для данного режима определяется по формуле:

$$I_{с.з} = I_{у.бт} + k_T I_T, \quad (14.13)$$

где k_T – коэффициент торможения принимается равным:

$$k_T = k_H I'_{нб.расч} = k_H (I'_{1нб.расч} + I'_{2нб.расч} + I'_{3нб.расч}), \quad (14.14)$$

где k_H – принимается равным 1,3;

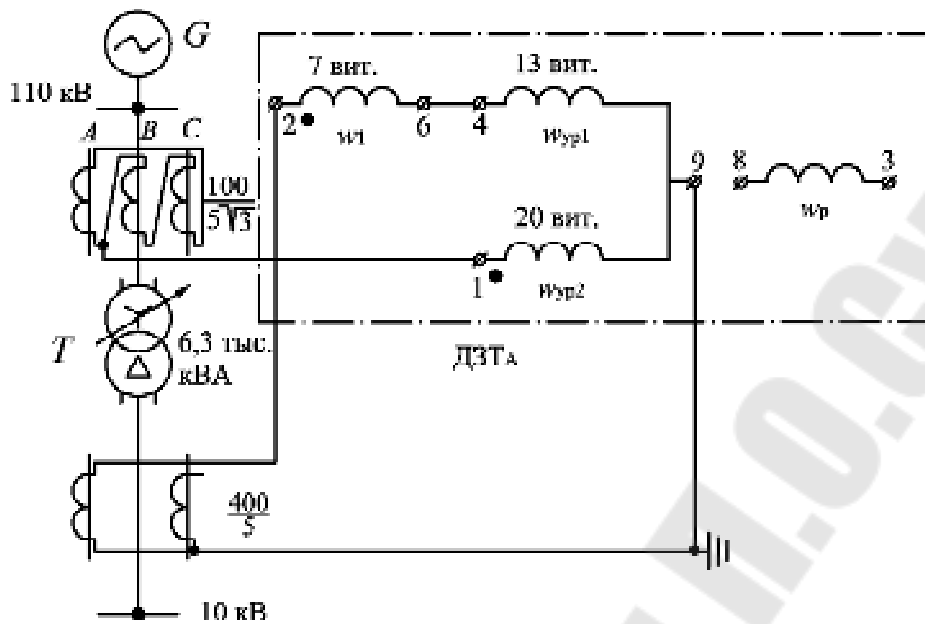
$I'_{нб.расч}$; $I'_{1нб.расч}$; $I'_{2нб.расч}$; $I'_{3нб.расч}$ – полный ток небаланса и его составляющие в относительных единицах.

Следует учитывать, что тормозная обмотка включается не на дифференциальный ток, а на ток сторон НН и СН. Если включить ее на сторону НН при питании со стороны ВН, то при КЗ в трансформаторе, тормозной ток в ДЗТ отсутствует и защита не загрубляется. При сквозном КЗ на стороне НН (СН), ДЗ автоматически загрубляется с ростом тормозного тока, и уставка остается отстроенной от небаланса при любом токе КЗ.

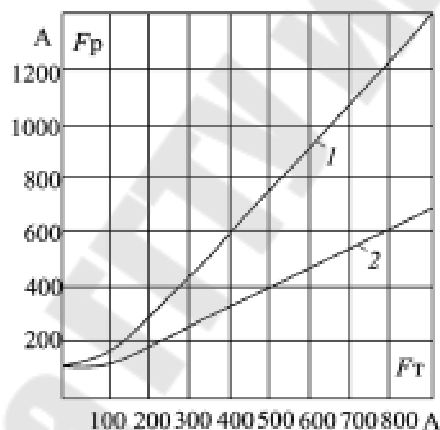
14.11. Дифференциальное реле с торможением типа ДЗТ-11

Реле типа ДЗТ-11 предназначены для ДЗТ одной фазы силовых трансформаторов и получили широкое распространение в сетях. На базе реле ДЗТ-11 выполнена ДЗТ большинства трансформаторов 110 кВ и выше. У реле типа ДЗТ-11 на БНТ кроме рабочей и двух уравнительных обмоток, аналогичных тем, что имеются у реле типа РНТ, выполнена одна дополнительная тормозная обмотка, обеспечивающая получение тормозных характеристик от одной группы ТТ. Тормозная обмотка обычно включается на ТТ стороны НН (или НН+СН). Расчетные уставки на реле выставляются выбором количества витков обмоток в каждом из плеч ДЗТ. Ток срабатывания для каждой обмотки реле рассчитывается по числу витков w обтекаемых током, исходя из того, что магнитодвижущая сила срабатывания реле, при исключении тормозной обмотки, составляет $I_{ср} = F_{ср} = 100$ А витков:

$$I_{ср} = \frac{F_{ср}}{w} = \frac{100}{w}.$$



а)



б)

Рис. 14.6. Принципиальная схема токовых цепей ДЗТ двухобмоточного трансформатора на реле ДЗТ-11: а) – схема включения реле; б) – тормозная характеристика (зависимость МДС срабатывания $F_{ср}$ от МДС тормозной обмотки $F_{Т0}$)

Пример схемы выполнения ДЗТ двухобмоточного трансформатора на реле типа ДЗТ-11 показан на рис. 14.6, а). По тормозной обмотке w_m , включенной в плечо стороны НН дифференциальной защиты, проходит ток сквозного КЗ и подмагничивает сердечник БНТ, что приводит к ухудшению трансформации, а значит к увеличению тока срабатывания реле. Зависимость магнитодвижущей силы (А) сраба-

тивания реле ДЗТ-11 от м.д.с. тормозной обмотки, показана на рис. 14.6, б. Эта зависимость, называемая тормозной характеристикой, показывает, что при увеличении тока сквозного КЗ, ток срабатывания реле также возрастает, что обеспечивает отстройку от увеличивающегося тока небаланса. Кривая 1 соответствует максимальному торможению, а кривая 2 – минимальному. Наличие двух кривых объясняется влиянием угла сдвига между дифференциальным и тормозным токами. Область, расположенная ниже характеристики 2 является областью надежного несрабатывания, а область, расположенная выше характеристики 1 – областью надежного срабатывания.

На дифференциальных защитах с реле ДЗТ-21 и ДЗТ-23 может быть выполнена минимальная уставка по току срабатывания $0,3I_{\text{ном}}$ трансформатора. Для отстройки от бросков тока намагничивания и переходных токов небаланса используется время-импульсный принцип блокирования защиты в сочетании с торможением от составляющей второй гармоники тока, содержащейся, как показывает анализ, в токах намагничивания.

14.12. Дифференциальные защиты на цифровых реле с применением устройств R3IPT

Реле имеют тормозную характеристику пропорционального типа (процентное торможение) – ток срабатывания защиты увеличивается пропорционально увеличению тока внешнего КЗ. ДЗТ использует 3 или 2 комплекта ТТ, расположенных со всех сторон трансформатора. Выравнивание вторичных токов по величине и по фазе производится защитой автоматически расчетным путем, для чего при задании общих характеристик задаются параметры трансформатора и ТТ. При этом возникает возможность собрать ТТ со всех сторон в «звезду», что снижает нагрузку вторичных цепей и повышает чувствительность МТЗ. Ток нулевой последовательности при этом устраняется программно, что делает характеристики независимыми от режима нейтрали трансформатора.

Участок AB – начальный, на этом участке ток срабатывания не зависит от торможения. В точке B характеристика начального участка пересекается с первой тормозной характеристикой. Она имеет наклон P_1 и начинается от начала координат. Эта характеристика работает при малых токах КЗ, когда погрешность ТТ невелика. При токах, более $2,5I_{\text{ном.тр}}$ начинается вторая тормозная характеристика, которая пересекается с первой в точке C и имеет более крутой наклон – P_2 ,

учитывая большую погрешность ТТ при больших токах КЗ. И последний участок – DE , где ток срабатывания опять не зависит от тормозного тока (отсечка). Ломаная линия $ABCDE$ представляет тормозную характеристику дифференциальной защиты.

Для обеспечения отстройки ДЗТ от броска тока намагничивания при подаче напряжения применяется блокировка второй гармоникой тока. Блокировка по току пятой гармоники, предназначена для предотвращения ложной работы ДЗТ от повышенного тока намагничивания при перевозбуждении (подачи напряжения на обмотку трансформатора значительно выше номинального). Она работает совместно с предыдущей. Нормально должны быть введены обе блокировки. Благодаря наличию блокировок, ток срабатывания ДЗТ может быть выполнен значительно меньше номинального тока трансформатора.

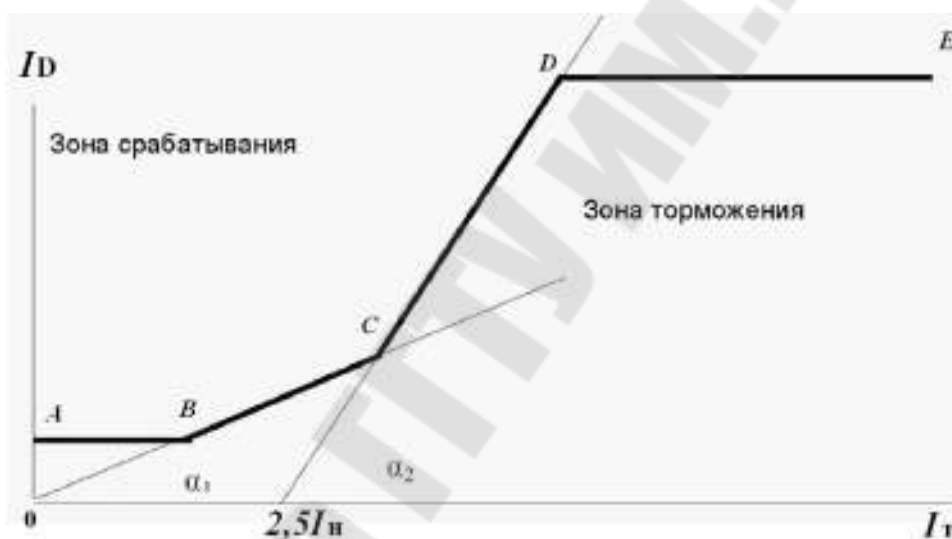


Рис. 14.7. Характеристика дифференциальной защиты RЗПТ.
 I_D – дифференциальный ток; I_T – тормозной ток равен наибольшему из трех вторичных токов

14.13. Газовая защита трансформатора (ГЗ)

Газовая защита – это защита от внутренних повреждений трансформатора, сопровождающихся выделением газа, понижением уровня масла в газовом реле или интенсивным движением потока масла из бака трансформатора в расширитель. Все масляные трансформаторы мощностью 1000 кВ·А и выше имеют газовую защиту.

Для правильной работы ГЗ корпус трансформатора устанавливается с наклоном под углом $1,5...2^\circ$ в сторону расширителя. Газовое реле устанавливается в рассечку трубопровода между корпусом

трансформатора и расширителем. Защита абсолютно селективная и не реагирует на повреждения вне бака трансформатора. ГЗ трансформатора выполняется двухступенчатой:

- Первая ступень ГЗ срабатывает при незначительном выделении газа, или понижении уровня масла в газовом реле и с выдержкой времени действует на сигнал.
- Вторая ступень ГЗ срабатывает при значительном выделении газа, понижении уровня масла в газовом реле или при интенсивном движении потока масла из бака трансформатора в расширитель, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени.

Образующиеся при местном перегреве или при дуговом замыкании внутри бака трансформатора газы выталкивают масло из трубопровода и газового реле, а затем прорываются в расширитель, заполняя по пути газовое реле (рис. 14.8). При незначительном выделении газа, он через трубу заполняет верхнюю часть газового реле, а излишек проходит в расширитель. Таким образом, в газовом реле скапливается газ, который можно выпустить через кран, или набрать в специальную емкость и направить на анализ. Внутри объема, где скапливается газ, находится поплавков, который при появлении газа опускается и замыкаются контакты, действующие на сигнал (сигнальный элемент газового реле). При срабатывании сигнализации, необходимо отключить трансформатор, взять пробы газа (состав газа, затем анализируется). Для отбора пробы газа реле оснащено специальным краном, а для наблюдения за количеством газа имеется специальное окно с делениями. Простейшим способом анализа является проверка газа на горючесть и цвет. Горючие газы образуются в масле под действием электрической дуги и свидетельствуют о ее появлении внутри бака трансформатора. Окрашивание газа происходит при горении твердой изоляции внутри трансформатора. Химический анализ газа дает более точные сведения о характере повреждения. Следует иметь в виду, что в газовом реле может оказаться и воздух, который был растворен в масле и начал выделяться после его нагрева. Инструкциями запрещается отбор газа на трансформаторе, находящемся под напряжением, из соображений техники безопасности – незначительное вначале повреждение может перерасти в большое повреждение с разрывом бака и пожаром, вследствие чего пострадает персонал, отбирающий пробу газа. Второй элемент (поплавков) газового реле расположен внутри реле прямо на пути потока масла из трубы в расширитель. Он может

опуститься под давлением масла при его выбросе или при заполнении реле газом.

Сверху на корпусе реле находятся кран для отбора проб газа и выпуска воздуха и под защитным колпачком – кнопка опробования исправности газового реле. Нажатие кнопки не до конца хода вызывает срабатывание сигнального контакта реле. Нажатие кнопки опробования до упора вызывает срабатывание отключающего контакта газового реле. Возврат реле происходит автоматически после освобождении кнопки опробования. Кнопку опробования ГЗ удобно использовать при опробовании работы короткозамыкателя и отделителя.

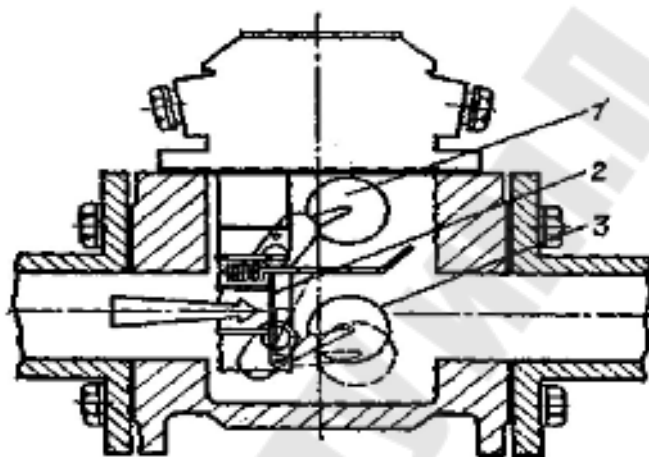


Рис. 14.8. Газовое реле типа BF-80: 1 – верхний (сигнальный) поплавок; 2 – заслонка; 3 – нижний поплавок; стрелка – направление струи масла и газа

Выброс масла или выделение сразу большого объема газа происходит при серьезном повреждении внутри бака, поэтому вторая ступень ГЗ действует на отключение без выдержки времени. Отключающий элемент срабатывает также при отсутствии масла в газовом реле. Обычно это происходит при течи из бака, когда масло целиком ушло из расширителя и газового реле. Но существует и другая возможность: между газовым реле и расширителем имеется кран, перекрывающий выход масла из расширителя. Если этот кран оставить в закрытом состоянии, то при понижении температуры масла в трансформаторе уровень его понизится и масло уйдет из газового реле. Трансформатор отключится. Поэтому оперативный персонал обязан проверить положение крана перед включением трансформатора.

Новый трансформатор должен включаться с введенным на отключение сигнальным поплавком ГЗ, который может сработать и при начинающемся повреждении трансформатора до КЗ в нем.

При включении нового трансформатора по мере его нагрева происходит выделение воздуха, растворенного в масле. Он заполняет газовое реле и его необходимо время от времени выпускать. Выводить действие отключающего элемента на отключение до прекращения выделения воздуха не разрешается. Струйный элемент газовой защиты имеет уставку срабатывания по скорости движения газомасляной смеси (диаметр отверстия в заслонке).

При КЗ динамическим воздействием тока обмотки трансформатора сжимаются и посылают толчком масло в расширитель. Сжатие препятствуют клинья которые закрепляют обмотку. Однако со временем клинья усыхают и деформируются, а витки обмотки получают возможность некоторого перемещения. При этом бросок масла становится сильнее и скорость потока масла увеличивается.

Газовая защита переключателя РПН трансформатора выполнена на струйном реле и действует на отключение трансформатора при интенсивном движении потока масла из бака РПН в сторону расширителя.

Контакты переключателя РПН находятся в отделенном от бака трансформатора отсеке. Поскольку при переключении контактов дуга горит в масле, то масло разлагается с выделением газа и других компонентов. Это масло не смешивается с остальным маслом в баке и не ухудшает его качество. Бак РПН так же соединяется с расширителем (отдельный отсек) и в соединительной трубе устанавливается струйное реле, которое работает только при выбросе масла. Реле не имеет крана для спуска воздуха (нормально в смотровом окошке может быть воздух), и имеет только один отключающий элемент. Газ, выделяющийся при переключении контактов, свободно выходит в расширитель и не вызывает срабатывания реле. Срабатывание реле вызывает выброс масла, происходящий при перекрытии изоляции внутри отсека РПН. При срабатывании струйного реле РПН в его смотровом окошке появляется красный сигнальный флажок. После срабатывания струйное реле остается в сработанном положении и должно возвращаться в исходное состояние нажатием кнопки на реле. Реле снабжено также кнопкой опробования, нажав на которую можно отключить трансформатор.

Контрольные вопросы

1. Назовите основные виды повреждений и ненормальных режимов трансформаторов.
2. Каковы требования к выполнению защит трансформаторов?
3. Когда на трансформаторах устанавливается дифференциальная защита?
4. Каковы особенности, влияющие на выполнение ДЗТ?
5. Схемы дифференциальных защит трансформаторов.
6. Принцип действия ДЗТ с быстросыщающимися трансформаторами.
7. Когда используется торможение в ДЗТ?
8. В чем заключаются особенности ДЗТ с реле ДЗТ-21?
9. В чем заключаются особенности ДЗТ с цифровыми реле?
10. Как строятся характеристики срабатывания дифференциального органа?
11. Газовая защита трансформатора.
12. Газовая защита РПН.

ЛЕКЦИЯ № 15

Защита трансформаторов от сверхтоков при внешних КЗ

Содержание лекции

- 15.1. МТЗ двухобмоточных понижающих трансформаторов.
- 15.2. Выбор уставок МТЗ трансформатора.
- 15.3. Максимальная токовая защита с пуском по напряжению.
- 15.4. Расчет МТЗ на элементах схемы двухтрансформаторной подстанции.
- 15.5. Расстановка защит на трехобмоточных трансформаторах.
- 15.6. Токовая отсечка трансформатора.
- 15.7. Защита от перегрузки трансформатора.
- 15.8. Токовая защита нулевой последовательности от однофазных КЗ на стороне 0,4 кВ.

15.1. МТЗ двухобмоточных понижающих трансформаторов

Схемы МТЗ трансформатора с односторонним питанием приведены на рис. 15.1. Чтобы включить в зону действия защиты сам трансформатор, РЗ устанавливается со стороны источника питания и должна действовать на отключение выключателей Q1 и Q2. Токовые реле МТЗ включаются на ТТ, установленные у выключателя Q2.

На рис. 15.1, а приведена схема РЗ трансформатора, выполненная с двумя токовыми реле КА1 и КА2, которые, сработав, с выдержкой времени одновременно действуют на отключение выключателей Q1 и Q2. При этом в случае внешних КЗ на стороне низшего напряжения (НН) трансформатора отключение выключателя Q2 резервирует действие выключателя Q1. Часто РЗ выполняют с двумя выдержками времени: с первой t_1 – на отключение выключателя Q1 со стороны НН, а со второй – $t_2 = t_1 + \Delta t$ на отключение Q2 со стороны ВН. При этом ТТ установлены у выключателя Q2.

В случае не отключения внешнего КЗ на стороне НН МТЗ с выдержкой времени t_1 отключит выключатель Q1, трансформатор при этом останется под напряжением со стороны ВН. В случае же повреждения в трансформаторе и отказе его основных быстродействующих РЗ сработает МТЗ с выдержкой времени отключит выключатель Q2.

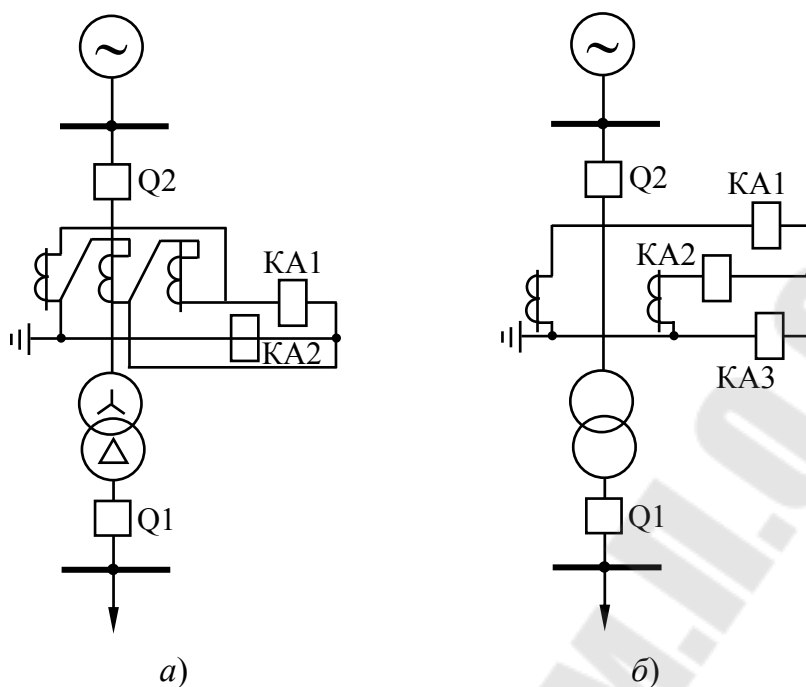


Рис. 15.1. Максимальная токовая защита двухобмоточного понижающего трансформатора: а – схема токовых цепей с тремя ТТ, б – схема токовых цепей с двумя ТТ

На мощных двухобмоточных трансформаторах, питающих ответственную нагрузку, на выключателе со стороны НН, также устанавливают МТЗ со своими ТТ и реле. В этом случае защита на выключателе Q1 называется МТЗ ввода, а на выключателе Q2 – МТЗ трансформатора.

Токовые реле КА1 и КА2 в схеме МТЗ трансформаторов с ВН 110-220 кВ подключены к ТТ, соединенным в треугольник (рис. 15.1, а). Такое выполнение токовых цепей МТЗ предотвращает возможное неселективное ее действие при КЗ на землю в сети 110-220 кВ (в случае, когда нейтраль трансформатора заземлена). Защита может действовать при всех видах междуфазных КЗ на сторонах как ВН, так и НН трансформатора со схемой соединения обмоток Y/Δ. При этом, однако, по сравнению с МТЗ, содержащей три токовых реле, подключенных к ТТ, соединенным в полную звезду, имеет место снижение чувствительности на 15 % при двухфазном КЗ на стороне НН 6(10) кВ. При двухфазном КЗ за трансформатором со схемой Y/Δ ток в одной из фаз будет в два раза больше, чем в двух других фазах на стороне ВН. Такие же токи будут проходить и в реле. Если ТТ на стороне ВН собрать в треугольник, то ток в реле равен по величине току двухфазного КЗ и соотношение между ними будет равно

1/0,867. Для трансформаторов со схемой соединения обмоток Y/Y и не связанных с сетью с заземленной нейтралью МТЗ может выполняться с двумя токовыми реле КА1 и КА2, ТТ при этом соединяются в неполную звезду (рис. 15.1, б). Подобная схема МТЗ может применяться и на трансформаторах со схемой соединения обмоток Y/Δ . При этом для повышения чувствительности МТЗ к двухфазным КЗ за трансформатором с такой схемой соединения, устанавливается дополнительное реле в обратном проводе токовых цепей КА3 (показано пунктиром на рис. 15.1, б). Аналогичная схема применяется и на трансформаторах со схемой соединения обмоток треугольник-звезда с заземленной нулевой точкой (обычно питающих сеть 0,4 кВ).

15.2. Выбор уставок МТЗ трансформатора

Если трансформатор имеет две защиты МТЗ ввода НН и МТЗ трансформатора, то вначале выбираются уставки МТЗ ввода НН.

Ток срабатывания МТЗ определяется из условия возврата токовых реле при максимальной нагрузке.

$$I_{с.з} = K_{н} \cdot K_{сзп} \cdot I_{раб. max} / K_{в}, \quad (15.1)$$

где $K_{н}$ – коэффициент надежности равен 1.1...1,2 для микропроцессорных защит и 1.2-1,3 – для РТ-40;

$K_{сзп}$ – коэффициент самозапуска, можно принять равным 1,8...2,5 для городских сетей общего назначения и 2 для сельских сетей. Эти значения коэффициента $K_{сзп}$ нельзя применять для трансформатора, питающего сосредоточенную двигательную нагрузку. Для такого трансформатора необходимо определить общий пусковой ток в формулу (15.1) взамен: $K_{сзп} \cdot I_{раб. max}$ подставить $I_{раб. max}$ – максимальный рабочий ток трансформатора;

$K_{в}$ – коэффициент возврата защиты: он составляет 0,8 для РТ-40, 0,9 – для РСТ-13 и для микропроцессорных защит – 0,95-0,96.

Максимальный ток нагрузки с учетом самозапуска, от которого необходимо отстроить МТЗ, обычно определяется из рассмотрения трех видов нарушения:

- отключение параллельно работающего трансформатора,
- включение трансформатора от АПВ на неотключенную нагрузку,
- автоматическое подключение нагрузки при действии АВР в случае исчезновения напряжения на соседней секции (рис. 15.2).

В двух первых случаях $I_{с.з}$ определяется по (15.1). В третьем случае $I_{с.з}$ определяется по выражению:

$$I_{с.з} = K_{н} (I_{I\text{раб. max}} + K_{сзп} \cdot I_{II\text{раб. max}}) / K_{в}, \quad (15.2)$$

где $I_{I\text{раб. max}}$ и $I_{II\text{раб. max}}$ – максимальные значения токов нагрузки секций: I – от которой при действии АВР подается напряжение и II – на которую подается напряжение.

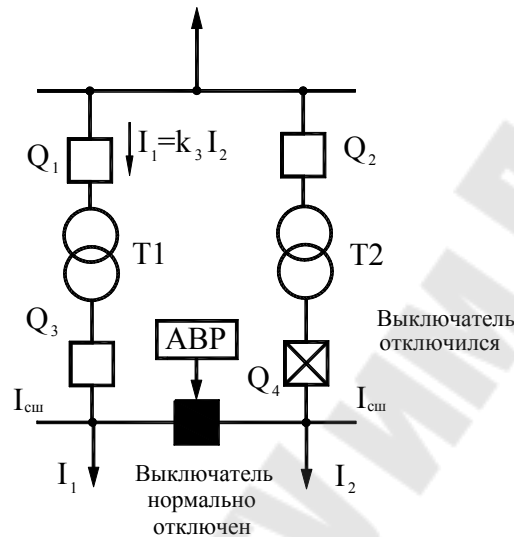


Рис. 15.2. При отключении трансформатора T2 и включении от АВР секционного выключателя возникает перегрузка трансформатора T1

Коэффициент чувствительности МТЗ ввода при КЗ в конце защищаемого участка определяется по формуле:

$$K_{ч} = I_{КЗ\text{ min}} / I_{с.з}, \quad (15.3)$$

где $I_{КЗ\text{ min}}$ – минимальный ток при КЗ на стороне НН трансформатора.

Значение $K_{ч}$ должно быть не менее 1,5 при выполнении МТЗ функций основной защиты и не менее 1,2 при выполнении МТЗ функций резервирования. Если чувствительность МТЗ оказывается неудовлетворительной, то применяются другие, более чувствительные защиты: например: МТЗ с блокировкой по напряжению, дистанционную защиту и т. д.

Выдержка времени МТЗ ввода НН выбирается по условию селективности на ступень выше наибольшей выдержки времени t_n РЗ

присоединений, питающихся от трансформатора или времени $t_{св}$ РЗ секционного выключателя:

$$t_1 = t_n + \Delta t, \quad (15.4)$$

где Δt – ступень селективности.

Выдержка времени МТЗ с зависимой характеристикой выбирается из условия (15.4) в предположении, что ток в реле равен току КЗ, проходящему через трансформатор в случае повреждения в начале ЛЭП, питаемой трансформатором. Защиту с зависимой характеристикой следует применять в тех случаях, когда посредством ее удастся ускорить отключение повреждения в трансформаторе или на шинах.

Уставки МТЗ трансформатора на стороне ВН выбираются по условию согласования по чувствительности с МТЗ ввода НН:

$$I_{с.зтр} = K_{н.с} (I_{с.зввод} + I_{нагр}),$$

где $K_{н.с}$ – коэффициент надежности согласования, принимается равным 1,2...1,3;

$I_{нагр}$ – ток нагрузки третьей обмотки трехобмоточного трансформатора. Для двухобмоточного трансформатора $I_{нагр} = 0$.

Чувствительность МТЗ трансформатора проверяется по (15.3), где $I_{КЗ\min}$ – минимальный ток на стороне ВН трансформатора при КЗ на стороне НН. Вид КЗ определяется в соответствии с табл. 15.1. Значение $K_{\text{ч}}$ должно быть не менее 1,2 при наличии защиты на выключателе ввода НН и 1,5 при ее отсутствии.

Выдержка времени выбирается на ступень селективности больше, чем МТЗ вводов стороны НН или СН.

15.3. Максимальная токовая защита с пуском по напряжению

В ряде случаев не удастся выполнить достаточно чувствительную защиту трансформатора только по току, особенно на подстанциях, питающих двигательную нагрузку. Для повышения чувствительности можно применить защиту с блокировкой по напряжению.

Первичный ток срабатывания МТЗ с пуском по напряжению определяется по условию отстройки от тока нагрузки трансформатора без учета коэффициента самозапуска:

$$I_{ср} = k_{отс} \cdot I_{раб.маx} / k_{в}, \quad (15.6)$$

где $I_{\text{раб.мах}}$ – принимается для однотономной подстанции равным номинальному току, а для двухтономной подстанции с 40 % перегрузкой.

Уставка срабатывания реле минимального напряжения выбирается, исходя из следующих условий:

– возврата после отключения внешнего КЗ:

$$U_{\text{ср}} \leq U_{\text{мин}} / k_{\text{отс}} k_{\text{в}} k_U ; \quad (15.7)$$

– отстройки от остаточного напряжения самозапуска после действия АПВ или АВР

$$U_{\text{ср}} \leq U_{\text{с.з}} / k_{\text{отс}} k_U ; \quad (15.8)$$

где $U_{\text{мин}} = (0,8...0,85) \cdot U_{\text{ном}}$ – междуфазное напряжение в месте установки МТЗ в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ;

$U_{\text{сзп}} = 0,7 \cdot U_{\text{ном}}$ – междуфазное напряжение в месте установки МТЗ в условиях самозапуска после действия АПВ или АВР заторможенных электродвигателей;

$k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, равный 1,2;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата, равный 1,1.

Чувствительность МТЗ для токового реле определяется по выражению (15.3). Для реле минимального напряжения по формуле:

$$k_{\text{ч}} = U_{\text{сзп}} k_{\text{в}} / U_{\text{мах}}^{(3)} ; \quad (15.9)$$

где $U_{\text{мах}}^{(3)}$ – первичное значение междуфазного напряжения в месте установки МТЗ при металлическом трехфазном КЗ в расчетной точке в режиме, обуславливающем максимальное значение этого напряжения.

Таблица 15.1

| Схема соединения | | Вид КЗ для расчета чувствительности |
|------------------------|--|-------------------------------------|
| Обмоток трансформатора | ТТ, к которым подключена МТЗ | |
| Y/Δ | треугольник | Двухфазное |
| Y/Y | Неполная звезда | То же |
| Δ/Δ | То же | То же |
| Y/Δ | Неполная звезда с дополнительным реле в обратном проводе | Трехфазное |
| Y/Δ | Полная звезда | Трехфазное |

Для выполнения защиты двухобмоточного трансформатора вполне достаточно установки на обеих сторонах двухэлементной токовой защиты. При этом для защиты трансформатора со схемой соединения Y/Δ , реле на стороне ВН должны быть включены на три ТТ собранные по схеме треугольника. Отсечка стороны НН используется в качестве логической защиты шин. МТЗ используется в качестве максимальной защиты ввода, а дополнительный токовый орган блокирует логическую ДЗТ стороны ВН. На стороне ВН МТЗ выполняет свои функции, а токовая отсечка – логическую ДЗТ.

15.4. Расчет МТЗ на элементах схемы двухтрансформаторной подстанции

На рис. 15.3 приведена схема двухтрансформаторной подстанции ГПП. Выбор параметров срабатывания максимальных токовых защит, установленных на секционном выключателе Q_C , выключателе ввода $6(10)$ кВ Q_B и выключателе Q_T трансформатора взаимосвязан.

Для МТЗ выключателей Q_C и Q_B основной зоной защиты являются шины подстанции, а резервной зоной – присоединения $Q_{П}$. Исходя из этого, при выборе тока срабатывания МТЗ справедливы выражения (15.1), (15.2) и (15.3). Однако при определении коэффициента самозапуска $K_{сзп}$ и значения $I_{раб.маx}$ возникает ряд трудностей, особенно если к шинам подстанции подключены электродвигатели (ЭД) напряжением выше 1 кВ. В этом случае необходимо учитывать пусковые токи ЭД.

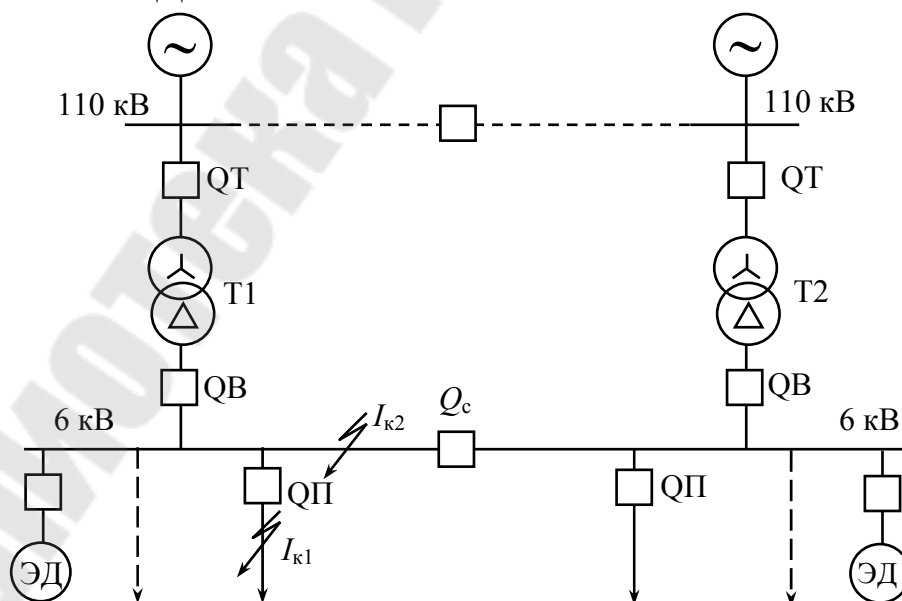


Рис. 15.3. Расчетная схема для выбора уставок МТЗ на элементах ГПП

При отсутствии электродвигателей, подключенных к шинам подстанции в качестве значения $I_{\text{раб.мах}}$ можно принять:

$$\text{для МТЗ } Q_c \quad I_{\text{раб.мах}} = 0,7I_{\text{ном.тр}};$$

$$\text{для МТЗ } Q_B \quad I_{\text{раб.мах}} = 1,14I_{\text{ном.тр}},$$

где $I_{\text{ном.тр}}$ – номинальный ток трансформатора стороны НН.

Значение тока срабатывания МТЗ трансформатора (QT) должно быть больше, чем уставка МТЗ ввода QB из условия (15.2).

Проверка чувствительности МТЗ Q_C и Q_B производится по выражениям (15.3), где в качестве значения тока КЗ основной зоны принимается ток $I_{\text{к2min}}^{(2)}$ (рис. 15.3), а тока КЗ в зоне резервирования – $I_{\text{к1min}}^{(2)}$, т.е. ток КЗ в конце самой длинной линии присоединения. Часто чувствительность МТЗ оказывается недостаточной за счет больших токов нагрузки. В этом случае применяют МТЗ с пуском по минимальному напряжению, тогда в выражении (15.2) пусковой ток ЭД не учитывают, а в выражении (15.1) коэффициент $K_{\text{сзн}}$ принимают равным единице.

Следует отметить, что чувствительность МТЗ трансформатора проверяется только при КЗ на шинах 6 кВ, однако, при этом необходимо учитывать схему соединения трансформаторов тока (ТТ), установленных на высокой стороне и группу соединения обмоток трансформатора. Например, если ТТ соединены в треугольник, а группа трансформатора Y/Δ , то чувствительность МТЗ проверяется по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{к.min}}^{(3)} / I_{\text{с.з}},$$

где $I_{\text{к.min}}^{(3)}$ – приведенный к высокой стороне трехфазный минимальный ток КЗ (первичный) на выводах низкого напряжения.

Коэффициент чувствительности защиты должен быть $K_{\text{ч}} \geq 1,2$ при условии, что на вводе 6 (10) кВ стороны НН трансформатора установлена своя максимальная токовая защита и $K_{\text{ч}} \geq 1,5$ при ее отсутствии. В последнем случае МТЗ трансформатора выполняется с двумя выдержками времени, с меньшей из них отключается ввод НН, а с большей – трансформатор.

Выбор времени срабатывания МТЗ производится по выражению (15.5), имея в виду, что все рассматриваемые защиты применяются с

независимыми от тока выдержками времени. Поэтому исходной точкой для расчета выдержки времени МТЗ секционного выключателя является то присоединение QП, у которого МТЗ имеет наибольшую выдержку времени.

15.5. Расстановка защит на трехобмоточных трансформаторах

На трансформаторах с расщепленными обмотками НН (обычно 6, 10 кВ) по условию селективности (при КЗ на шинах или на ВЛ НН) в цепи каждой обмотки, питающей соответствующую секцию шин, достаточно установить МТЗ ввода (рис. 15.4) с двумя токовыми реле, подключенными к ТТ, соединенным по схеме неполной звезды.

Для повышения надежности защиты стороны НН, расположенные в шкафах КРУ выключателей вводов 6, 10 кВ, с первой выдержкой времени действуют на отключение своих выключателей (Q1 и Q2), а со второй (большей на ступень селективности) – на отключение выключателя ВН (Q3).

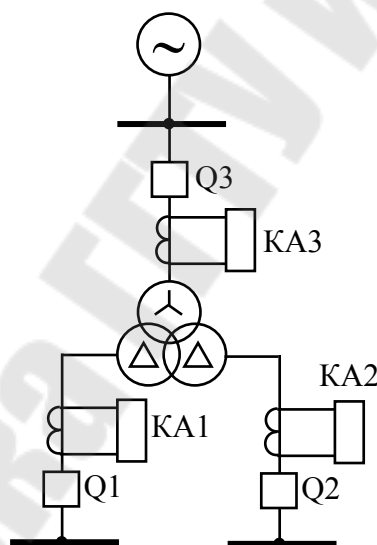


Рис. 15.4. Размещение максимальных токовых защит (КА) на сторонах ВН и НН двухобмоточного понижающего трансформатора с расщепленными обмотками

МТЗ на стороне ВН действует на выходные промежуточные реле РЗ трансформатора с выдержкой времени, равной второй выдержке времени МТЗ ответвлений к секциям I (II) шин 6, 10 кВ. Таким образом, МТЗ стороны ВН осуществляет резервирование основных РЗ трансформатора и МТЗ стороны НН. Предусматривается автоматическое ускорение МТЗ вводов НН, установленных на ответвлениях к

шинам НН, при включении соответствующего выключателя 6...10 кВ, благодаря чему ускоряется его отключение в случае подачи напряжения на поврежденные шины или случайно оставленные после ремонта заземления. Ускорение выполняется с выдержкой времени (0,3...0,5) с для отстройки от броска пускового тока. Ускорение вводится в работу сразу после включения выключателя ввода, затем через 1 с выводится.

Защита трехобмоточных понижающих трансформаторов при внешних КЗ должна обеспечивать селективное отключение только той обмотки трансформатора, которая непосредственно питает место повреждения. Так, например, при КЗ на шинах III (рис. 15.5) должен отключиться выключатель Q3, обмотки трансформатора I и II должны остаться в работе.

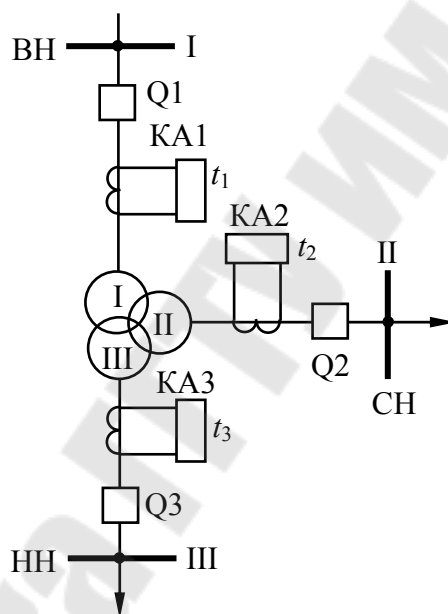


Рис. 15.5. Размещение максимальных токовых защит (КА) на сторонах ВН и НН трехобмоточных понижающих трансформаторов с односторонним питанием

На трехобмоточных трансформаторах с односторонним питанием (например, от шин I) на обмотках II и III устанавливаются самостоятельные комплекты МТЗ (КА2 и КА3 на рис. 15.5), действующие на соответствующие выключатели. На обмотке I, питающей трансформатор, устанавливается третий комплект МТЗ КА1, предназначенный для отключения трансформатора при КЗ в нем и резервирования МТЗ и выключателей обмоток II и III. Выдержка времени t_1 выбирается больше t_2 и t_3 . Токовые РЗ на сторонах НН и СН выполня-

ются в двухрелейном исполнении и подключаются к ТТ, соединенным по схеме неполной звезды. Для увеличения защищаемой зоны КА2 питается от ТТ, встроенных во втулки выключателей СН (35 кВ).

Для выполнения защиты на трансформаторе с расщепленной обмоткой стороны НН вполне достаточно установки на стороне ВН и обеих сторонах НН двухэлементной токовой защиты. При этом, для защиты трансформатора со схемой соединения Y/Δ , реле (за исключением цифровых реле) на стороне ВН должны быть включены на три ТТ собранные по схеме треугольника. Отсечка сторон НН используется в качестве логической защиты шин. МТЗ используется в качестве максимальной защиты ввода, а дополнительный токовый орган обеих комплектов блокирует логическую ДЗТ трансформатора стороны ВН. На стороне ВН максимальная защита выполняет свои функции, а токовая отсечка – логическую ДЗТ.

Для трехобмоточного трансформатора со стороны ВН необходимо применить трехфазную защиту, включенную на трансформаторы тока собранные в звезду или треугольник. Обычно предпочтительна схема звезды, так как эта схема более чувствительна к КЗ на стороне НН трансформатора собранной по схеме треугольника, обычно сопротивление трансформатора в сторону НН больше, чем в сторону СН и токи КЗ на стороне НН в процентном отношении меньше. На стороне НН и СН достаточно двухрелейной защиты. Вполне очевидно, что цифровые защиты, например серии *MiCOM* P121-124, можно применить на всех трех сторонах трансформатора. Оставшиеся в этих устройствах ступени защиты можно использовать для сигнализации перегрузки, блокировки РПН, пуска автоматики охлаждения, также выполнять функцию ЗМН в схеме АВР секций шин.

15.6. Токовая отсечка трансформатора

Токовая отсечка – простая быстродействующая РЗ от повреждений в трансформаторе. Она может использоваться на трансформаторах мощностью до 4000 кВ·А. Зона действия отсечки ограничена, она не действует при витковых замыканиях и замыканиях на землю в обмотке, работающей на сеть с малым током замыкания на землю. Отсечка устанавливается с питающей стороны трансформатора и выполняется без выдержки времени.

На трансформаторах в сети с глухозаземленной нейтралью отсечка устанавливается в трех фазах, а в сети с изолированной нейтралью – в двух. Ток срабатывания отсечки отстраивается от максимального тока КЗ при повреждении за трансформатором.

$$I_{сз} = k_{отс} I_{КЗmax}, \quad (15.10)$$

где $k_{отс} = 1,25 \dots 1,5$ – (последнее значение для реле типа РТ-90 и РТ-80). Кроме того, токовая отсечка должна отстраиваться от броска намагничивающего тока, однако, уставка выбранная по первому условию, как правило, больше.

В зону действия отсечки входят ошиновка, выводы и часть обмотки трансформатора со стороны питания. Токовая отсечка, являющаяся защитой от внутренних повреждений, должна отключать трансформатор со всех сторон, имеющих источники питания. Достоинством отсечки являются ее простота и быстродействие. Токовая отсечка в сочетании с МТЗ и газовой защитой обеспечивает хорошую защиту трансформаторов малой мощности.

Коэффициент чувствительности токовой отсечки определяется по (15.3), где $I_{КЗmin}$ – минимальный ток КЗ при повреждении на выводах ВН трансформатора. Коэффициент чувствительности должен быть не менее двух.

15.7. Защита от перегрузки трансформатора

Трансформаторы допускают перегрузку в течение значительно-го времени. Поэтому при наличии оперативного персонала защита от перегрузки трансформатора действует на сигнал. При отсутствии оперативного персонала на объекте, контроль за перегрузкой трансформатора может осуществляться средствами телемеханики. Защита от перегрузки на объектах без постоянного дежурного персонала может действовать на разгрузку или отключение (при невозможности ликвидации перегрузки другими средствами). Защита от перегрузки согласно ПУЭ устанавливается на трансформаторах мощностью 400 кВА и более. Защита от перегрузки при симметричной нагрузке может осуществляться токовым реле, установленным в одной фазе.

Для обеспечения защиты от перегрузки всех обмоток трансформатора следует руководствоваться следующим размещением устройств сигнализации перегрузки:

- на двухобмоточных трансформаторах – с одной любой стороны;
- на трехобмоточных трансформаторах с обмотками одинаковой мощности – со стороны питания (обычно ВН). На трансформаторах с возможным питанием с двух сторон – со всех трех сторон;
- на трансформаторах, имеющих обмотки разной мощности, –

со всех трех сторон.

Таким образом, для того, чтобы охватить все возможные режимы и параметры трансформатора, целесообразно установить сигнализацию перегрузки на всех трех сторонах трехобмоточного трансформатора.

Ток срабатывания защиты от перегрузки с действием на сигнал определяется по условию возврата защиты при номинальном токе нагрузки трансформатора.

$$I_{\text{сзп}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{ном}} / k_{\text{в}},$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05;

$I_{\text{ном}}$ – номинальный ток стороны трансформатора, где установлена защита, с учетом регулирования на данной стороне, принимается равным номинальному току ответвления с наибольшим током;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата устройства, для реле РТ-40 коэффициент возврата принимается равным 0,85, для микропроцессорных защит может быть принят равным 0,156.

Время срабатывания защиты от перегрузки, во избежание ложных сигналов, должно превышать время работы защиты и восстановления нормального режима действием автоматики снижения пускового тока нагрузки до номинального. Общепринятая в энергосистемах выдержка времени равна 15 с. Она устанавливается одинаковой на всех устройствах сигнализации, не имеющих специальных требований к выдержке времени.

Тепловая защита не требуется нормами ПУЭ, однако может использоваться и действовать на разгрузку трансформатора или его отключение.

15.8. Токовая защита нулевой последовательности от однофазных КЗ на стороне 0,4 кВ

Токовая защита нулевой последовательности устанавливается на трансформаторах с соединением обмотки НН в звезду с заземленной нейтралью. Измерительным органом защиты является одно максимальное реле тока КТО, включенное через трансформатор тока в нейтраль. В нормальном режиме работы трансформатора с симметричной нагрузкой в заземленной нейтрали проходит только ток небаланса, от которого защита должна быть надежно отстроена. При КЗ на землю на шинах или в сети НН через заземленную нейтраль проходит ток однофазного КЗ ($I_{\text{КЗ}}^{(1)} = 3 \cdot I_0$), вызывающий срабатывание токовой за-

щиты нулевой последовательности. По сравнению с МТЗ эта защита всегда имеют более высокую чувствительность к однофазным КЗ, поскольку ее не нужно отстраивать от сверхтоков при самозапусках и перегрузках, которые являются симметричными режимами и не сопровождаются появлением токов нулевой последовательности.

Защита нулевой последовательности устанавливается в соответствии с ПУЭ в тех случаях, когда МТЗ на стороне ВН недостаточно чувствительна к однофазным КЗ на землю за трансформатором. Практически это имеет место на трансформаторах со схемой соединения обмоток Y/Y_0 , у которых $I_{КЗ}^{(1)} \ll I_{КЗ}^{(3)}$. На трансформаторах со схемой соединения обмоток Δ/Y_0 , для которых $I_{КЗ}^{(1)} = I_{КЗ}^{(3)}$ МТЗ на стороне ВН имеет достаточную чувствительность к однофазным КЗ на выводах НН. Однако и на этих трансформаторах целесообразно устанавливать токовую защиту нулевой последовательности в качестве резервной для МТЗ трансформатора (ближнее резервирование), а также защитных аппаратов элементов сети НН (дальнее резервирование). При применении реле УЗА-АТ или УЗА-10 для этой цели можно использовать свободный элемент $3 \cdot I_0$, который можно подключить к нейтрали 0,4 кВ трансформатора. Расчет уставок состоит из выбора тока срабатывания защиты $I_{сз}$ и времени срабатывания защиты $t_{сз}$.

Ток срабатывания защиты выбирается по следующим условиям, обеспечивающим:

- несрабатывание (отстройку) от токов, которые могут проходить по заземленной нейтрали обмотки НН трансформатора при несимметричной нагрузке в нормальном режиме;
- согласование по току и по времени с защитами элементов, отходящих от шин НН;
- необходимые значения коэффициента чувствительности при однофазном КЗ в основной зоне действия (на шинах НН) и в зоне резервирования (на элементах сети НН при отказе их собственных защит).

Максимально допустимый в нормальном режиме ток в заземленной нейтрали обмотки НН для трансформаторов Y/Y_0 равен $0,25 I_{ном.тр}$, для трансформаторов Δ/Y_0 – $0,75 \cdot I_{ном.тр}$. Для обеспечения несрабатывания защиты при появлении таких токов в нейтрали, ток срабатывания должен быть примерно в 1,5...2 раза выше:
$$I_{сз} = 1,5 \cdot 3I_{0 доп}$$

Согласование рассматриваемой защиты трансформатора с защитами элементов, отходящих от шин на стороне НН, по [1] не считается обязательным. Это объясняется тем, что выполнение условия согласования с защитными характеристиками автоматов и предохранителей относительно мощных элементов 0,4 кВ приводит к загромождению защиты трансформатора. Однако отсутствие согласования по чувствительности между последующей защитой трансформатора и предыдущими защитами отходящих элементов часто вызывает неселективное отключение питающего трансформатора при таких КЗ, когда защита предыдущего элемента оказывается недостаточно чувствительной. Наилучшие условия для согласования обеспечиваются в тех случаях, когда на относительно мощных элементах 0,4 кВ устанавливается дополнительная токовая защита нулевой последовательности без выдержки времени, действующая на отключение автомата. Такая защита предусматривается для электродвигателей 0,4 кВ, начиная от мощности 100 кВт. При токе срабатывания, выбранном только по первому условию, рассматриваемая защита всегда имеет достаточный коэффициент чувствительности при однофазных КЗ на шина НН и, как правило, в зоне резервирования, если первичная схема сети НН создана с учетом требований дальнего резервирования.

Время срабатывания защиты нулевой последовательности от КЗ на землю выбирается по возможности минимальным. Если на элементах сети 0,4 кВ имеется дополнительная защита нулевой последовательности без выдержки времени, то защиты нулевой последовательности на вводах 0,4 кВ трансформатора могут иметь $t_{c,3} = 0,4$ с, а в нейтрали – на ступень селективности выше, т. е. 0,8 с.

Контрольные вопросы

1. МТЗ трансформаторов.
2. МТЗ трансформаторов с блокировкой по напряжению
3. Расстановка МТЗ на трехобмоточных трансформаторах.
4. Токовая отсечка на трансформаторах.
5. Когда устанавливается токовая защита нулевой последовательности на трансформаторах?

ЛЕКЦИЯ № 16

Резервирование защит трансформатора. Автоматика трансформаторов

Содержание лекции

- 16.1. Резервирование защит трансформатора.
- 16.2. Примеры расстановки цифровых защит на трансформаторах.
- 16.3. Автоматическое повторное включение трансформаторов.
- 16.4. Автоматическое включение резервного трансформатора.
- 16.5. Автоматическая разгрузка трансформаторов.
- 16.6. Автоматическое регулирование напряжения трансформаторов.
- 16.7. Автоматика охлаждения трансформаторов.

16.1. Резервирование защит трансформатора

Практика эксплуатации защит трансформаторов показывает, что эти защиты при их построении могут отказать независимо от того, выполнена ли эти защиты на постоянном или переменном оперативном токе. Может быть потерян источник оперативного тока – если это аккумуляторная батарея, то она единственная, а цепи защиты на переменном токе сходятся на один комплект катушек отключения и эти цепи также могут быть повреждены. Может отказать выключатель или короткозамыкатель. Как правило, защиты питающих линий не резервируют КЗ за трансформатором, и повреждение на шинах НН отключится только после того, как КЗ перейдет на сторону ВН после повреждения питающих трансформаторов. Хотя такие случаи и не слишком частые, однако тяжесть последствий заставляет искать способы выполнения автономной защиты, не зависящей от состояния оперативного тока и аппаратов на подстанции. Для этой цели выпускается, например, микропроцессорное устройство типа ПУМА 3431.

Источником оперативного тока этого устройства должен быть трансформатор тока, по возможности не имеющий длинных цепей, которые могут быть повреждены электрической дугой. Для этого устройство должно располагаться вблизи трансформатора и связываться с трансформатором тока и отключаемым аппаратом короткими кабелями.

Устройство должно действовать на отдельный электромагнит отключения или на другой коммутационный аппарат. В качестве его при схеме короткозамыкатель–отделитель может быть применен отделитель. Безусловно, отделитель, при его отключении тока КЗ, будет

поврежден возникающей дугой, но зато его отключение вызовет КЗ стороне ВН, которое почувствует защита питающей линии и отключит КЗ.

Учитывая все эти соображения, разработана конструкция устройства защиты типа ПУМА 3431. Устройство выполнено для наружной установки и располагается непосредственно на ОРУ. Оно подключается короткими кабелями к ТТ, встроенным в трансформатор со стороны ВН. Источником оперативного тока является энергия конденсатора, заряжающегося от тока защищаемого трансформатора. Потребление тока для заряда конденсаторов невелико и эти ТТ можно одновременно использовать для питания других защит, хотя для надежности лучше использовать отдельный комплект ТТ.

Устройство поочередно действует на включение короткозамыкателя и отключение отделителя. Для отключения выключателя с электромагнитным приводом, имеющего один соленоид отключения предусмотрена диодная развязка, позволяющая подключить реле совместно с другими защитами на один соленоид отключения.

Если в результате первого срабатывания аппарат не отключится, то после повторного заряда конденсатора устройство опять подействует, и так будет продолжаться до тех пор, пока не исчезнет ток КЗ и защита не вернется в исходное состояние.

16.2. Пример расстановки цифровых защит на двухобмоточном понижающем трансформаторе

На рис. 16.1 показана расстановка защит трансформатора, выполненная на реле MiCOM P124 на вводах ВН и P122 – на вводе НН. ДЗТ выполнена на реле MiCOM P632. Газовая защита подключается на дискретный вход устройства MiCOM P124.

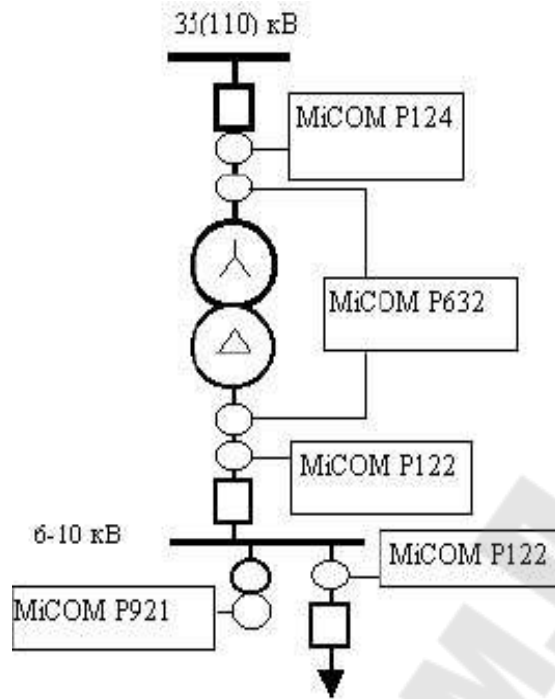


Рис. 16.1. Расстановка защит на понижающем двухобмоточном трансформаторе

Для ввода ВН во всех случаях целесообразно применить устройство MiCOM P124, имеющее автономное питание, независящее от наличия оперативного тока на подстанции. Дополнительные токовые органы, входящие в состав MiCOM P632 используются для дублирования резервных защит, а свободные токовые органы – для блокировки РПН, сигнализации перегрузки, автоматики охлаждения и.т.д. Распределение функций ЦР приведены в табл. 16.1. Взамен MiCOM P621 может быть использовано MiCOM P622, при этом появляется возможность выполнить блокировку МТЗ дополнительно по напряжению обратной последовательности.

Распределение функций

| | | |
|---|---|---|
| МіСОМ Р124 включен на ТТ выключателя со стороны ВН. Токовые органы защиты нулевой последовательности могут быть включены на фазный ток ТТ и использоваться для пуска охлаждения и блокировки РПН. | Первая ступень - токовая отсечка, отстроена от КЗ на стороне НН. Вторая ступень – выполнена без выдержки времени и блокируется устройством защиты стороны НН. Третья ступень – обычная МТЗ с выдержкой времени. | Дублирующая логическая ДЗТ (см. примечание 1). Дублирует вторую ступень на случай отказа цепей блокировки 2 ступени. Обеспечивает резервирование защит при потере на ПС постоянного оперативного тока. |
| МіСОМ Р632 целесообразно включить на ТТ встроенные на стороне ВН трансформатора и ТТ выключателя стороны НН. | Продольная ДЗТ повышенной чувствительности. | |
| МіСОМ Р122 включен на трансформаторы тока выключателя со стороны НН. | Первая ступень выполнена без выдержки времени и блокируется устройствами защиты отходящих фидеров. Вторая ступень выполняется с выдержкой времени селективной с фидерами. Третья ступень – защита от перегрузки трансформатора. | Логическая ДЗ шин. Дублирует вторую ступень на случай отказа цепей блокировки. |
| МіСОМ Р1 621 включен на ТН стороны НН. | Может быть использована для блокировки защит трансформатора по напряжению. | |

Примечание. Для отстройки от броска $I_{\text{нам}}$, уставка ступени с логической блокировкой у реле МіСОМ должна составить не менее $2I_{\text{н}}$, при ее выполнении без выдержки времени.

16.3. Пример расстановки цифровых защит на трехобмоточном понижающем трансформаторе

При использовании реле МіСОМ (рис. 16.2) защита трансформатора выполняется на реле МіСОМ Р124 на вводе ВН, Р122 на вводах НН и Р124 на вводе СН. ДЗТ выполнена на реле МіСОМ Р633. Газовая защита подключается на дискретный вход первого устройства МіСОМ Р122. Использование функций показано в табл. 16.2.

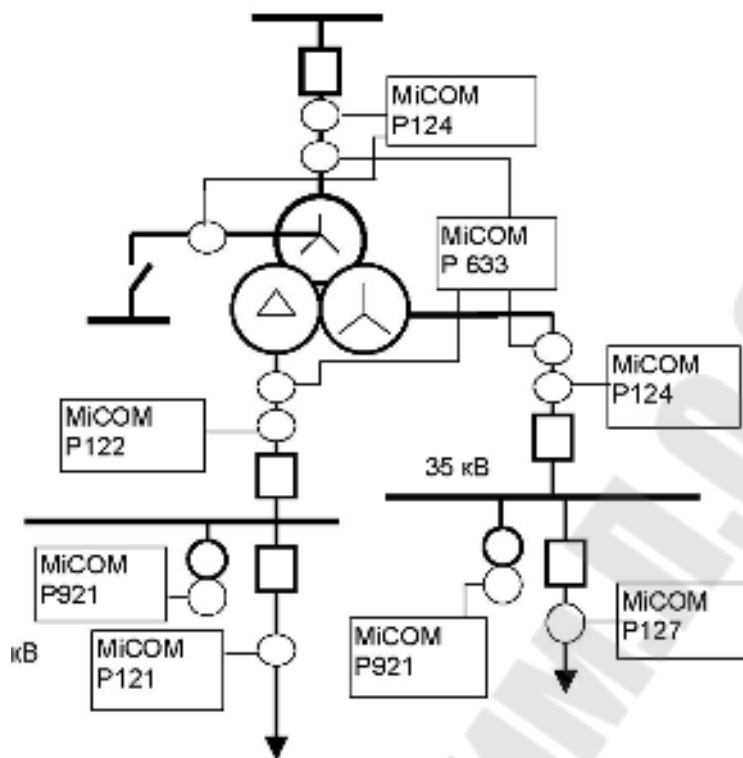


Рис. 16.2. Расстановка защит на трехобмоточном трансформаторе

Взамен MiCOM P122 могут быть использованы реле MiCOM P123. Для ввода ВН во всех случаях целесообразно применить устройство MiCOM P124, имеющее автономное питание и независящее от наличия оперативного тока.

Предусматривается возможность резервного питания по стороне СН. В этом режиме нейтраль трансформатора должна быть заземлена. Защиты трансформатора и отходящих линий выполнены целиком на реле серии MiCOM. ДЗТ выполнена на реле MiCOM P633. На вводах СН и НН установлена защита MiCOM P122, ВН и СН – P124. Газовая защита подключается на дискретный вход устройства MiCOM P122 стороны ВН и должна действовать на MiCOM P122 и P124 сторон НН и СН. Для выполнения защиты от замыканий на землю стороны ВН, в режиме питания трансформатора со стороны СН, используется трансформатор тока со стороны нейтрали трансформатора, подключенный к устройству MiCOM P124 стороны ВН.

Защита линии 35 кВ, которая может быть питающей, выполнена направленной с помощью устройства MiCOM P127.

Указанной аппаратурой не исчерпывается возможный перечень ЦР. Номенклатура фирм производителей значительно шире. Исходя из конкретных требований к защите, автоматике и управлению можно подобрать и другую аппаратуру, часто более простую и дешевую.

16.4. Автоматическое повторное включение трансформаторов

На однострансформаторных подстанциях с односторонним питанием при отключении трансформатора электроснабжение потребителей прекращается. Для повышения надежности электроснабжения потребителей предусматривают автоматическое повторное включение трансформатора после его аварийного отключения. Иногда устройства АПВ устанавливают на подстанциях с двумя трансформаторами, работающими параллельно. Пуск устройства АПВ обычно выполняют так, чтобы исключить включение трансформатора при внутренних повреждениях, которые, как правило, не самоустраняются. При всех внутренних повреждениях, как известно, срабатывает газовое реле. Поэтому целесообразно пуск устройства АПВ производить при всех аварийных отключениях трансформатора, но запрещать его повторное включение при срабатывании газового реле. При этом в действие устройства АПВ вводится некоторое замедление, которое исключает повторное включение трансформатора при внутренних КЗ, сопровождающихся бурным газообразованием, когда отключающий элемент газового реле срабатывает раньше, чем срабатывает его сигнальный элемент. В остальном требования к устройству АПВ и схемы его осуществления аналогичны рассмотренным ранее для линий.

Автоматическое включение резервного трансформатора. Устройства АВР широко применяются не только для автоматических включений линий, но и для трансформаторов. Схемы подстанций и распределительных пунктов выполняются так, что при наличии двух и более трансформаторов шины низшего напряжения секционируются. Каждый трансформатор подключается к своей секции шин. В нормальном режиме, секционный выключатель отключен. В такой схеме при аварийном отключении одного из трансформаторов электроснабжение потребителей сохраняется благодаря автоматическому включению секционного выключателя устройством АВР.

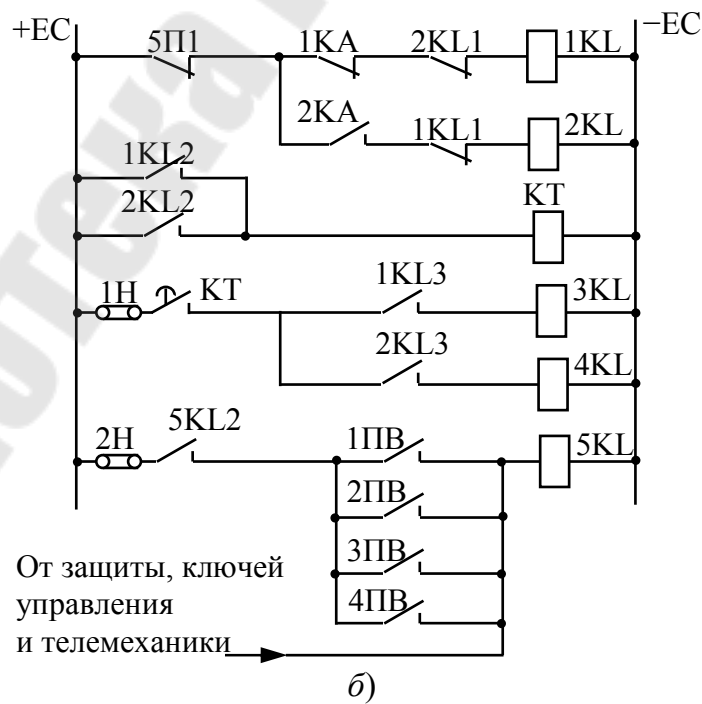
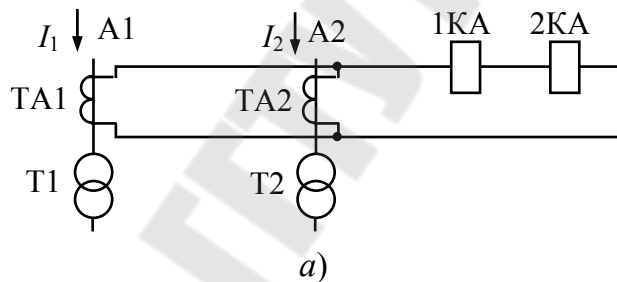
Автоматическое отключение и включение одного из параллельно работающих трансформаторов необходимо для уменьшения потерь энергии.

В процессе эксплуатации нагрузка параллельно работающих трансформаторов не остается постоянной. При ее снижении может оказаться целесообразным один из трансформаторов отключить, а при восстановлении нагрузки включить снова. Это диктуется желанием иметь минимальные потери электроэнергии в трансформаторах.

Отключение и включение трансформатора можно производится автоматически.

На рис. 16.3 показана схема устройства автоматики с двумя токовыми пусковыми органами: минимальным 1КА и максимальным 2КА. Токовые реле включены на сумму токов ($I_1 + I_2$) параллельно работающих трансформаторов (рис. 16.3, а).

При полной загрузке трансформаторов оба реле тока держат свои контакты разомкнутыми. Снижение суммарной нагрузки до критической величины ($I_{кр} = (0,6...0,8)I_{ном}$) вызывает срабатывание минимального пускового органа тока 1КА и его контакт замыкает цепь обмотки промежуточного реле 1KL (рис. 16.3, б). Это реле при срабатывании своим контактом 1KL1 разрывает цепь обмотки реле 2KL, контактом 1KL2 приводит в действие реле времени КТ и контактом 1KL3 подготавливает цепь на отключение выключателей одного из трансформаторов. По истечении заданной выдержки времени замыкается, контакт реле времени КТ в цепи обмотки промежуточного реле 3KL, а последнее, срабатывая, отключает трансформатор.



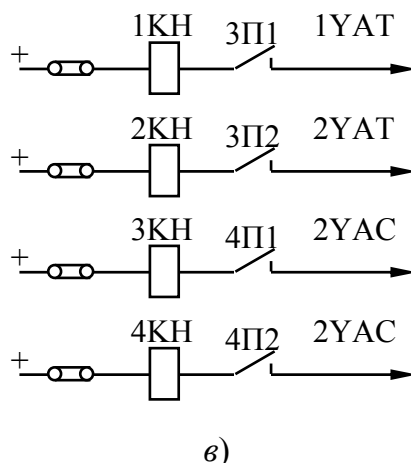


Рис. 16.3. Схема устройства автоматического отключения и включения трансформаторов для уменьшения потерь электроэнергии: *а* – токовые цепи, *б* – цепи автоматики, *в* – цепи включения и отключения выключателей

При увеличении нагрузки выше критической срабатывает максимальный пусковой орган тока 2КА и приходят в действие реле 2КЛ, КТ и 4КЛ: трансформатор включается. В схеме автоматики реле 1КЛ; и 2КЛ имеют взаимную блокировку. Этим исключается возможное одновременное действие автоматики на отключение и на включение.

Устройство автоматики с помощью реле 5КЛ выводится из работы при отключении любого из выключателей трансформаторов ключом управления, средствами телемеханики или релейной защитой. При этом цепь обмотки этого реле замыкается, контактами реле ПВ (реле положения «включено»), фиксирующими положение выключателей трансформаторов. Автоматика вводится в действие только при включении всех четырех выключателей.

Токи срабатывания пусковых органов определяются из следующих соотношений:

Для реле 1КА

$$I_{ср1} = I_{кр} / K_{зап} \cdot K_I ;$$

Для реле 2КА

$$I_{ср2} = K_{зап} \cdot I_{кр} / K_I ,$$

где коэффициент $K_{зап} = 1,05...1,1$.

В качестве пусковых органов в схеме автоматики необходимо использовать реле с высоким коэффициентом возврата ($K_{в} = 0,16...0,165$).

Для исключения одновременного срабатывания реле 1КА и 2КА необходимо выполнить следующие условия:

$$I_{\text{ср1}} < I_{\text{вр2}} \text{ и } I_{\text{вр1}} < I_{\text{ср2}},$$

где $I_{\text{вр2}} = K_{\text{в}} \cdot I_{\text{ср2}}$ и $I_{\text{вр1}} = I_{\text{ср1}} / K_{\text{в}}$.

Выдержка времени реле КТ принимается равной 3...5 с. Возможны и другие принципы выполнения устройства отключения и включения трансформатора, например, в соответствии с заданной программой, разработанной на основе действительного графика нагрузки.

Автоматическая разгрузка трансформаторов в условиях эксплуатации из-за изменения схемы электроснабжения (отключение параллельно работающего трансформатора, действие АВР и т.п.) трансформатор может перегрузиться сверх допустимой величины. На обслуживаемых подстанциях разгрузку трансформатора может осуществить дежурный персонал, а на автоматизированных подстанциях эта операция возлагается на устройство автоматической разгрузки.

Принцип действия такой же, как принцип действия защиты от перегрузки. При этом вместо обычного реле времени используется многопозиционное реле, имеющее несколько контактов и позволяющее регулировать выдержку времени до 10 мин и более. При действии автоматики; потребители отключаются ступенями. Выдержка времени первой, ступени принимается равной 5...10 минут. Если перегрузка трансформатора при этом не устраняется, то пусковой орган остается в сработанном состоянии и автоматика продолжает отключать потребителей других ступеней с выдержкой времени на 30 с выше предыдущей.

При определении величины отключаемой нагрузки исходят из того, чтобы с оставшейся нагрузкой трансформатор мог работать 1,5...2 часа. За это время обслуживающий персонал примет меры по разгрузке трансформатора.

Ток срабатывания токового пускового органа принимают порядка $(1,3...1,4)I_{\text{ном.тр}}$.

Автоматическое регулирование напряжения трансформаторов производится за счет автоматического изменения коэффициента трансформации трансформаторов.

Нормальная работа электроприемников обеспечивается при определенной величине напряжения. Отклонение напряжения в ту или иную сторону приводит к снижению качества продукции, сокраще-

нию срока службы электротехнического оборудования, повышению его повреждаемости и т. д. Этим определяется необходимость поддерживать напряжение у потребителя на заданном уровне. Требуемые условия и экономичность всей системы электроснабжения наиболее полно обеспечиваются при автоматическом регулировании напряжения. При наличии на подстанциях и в трансформаторных пунктах трансформаторов, снабжаемых устройствами для регулирования под нагрузкой (РПН), появляется возможность регулировать напряжение путем переключения числа витков одной из обмоток трансформатора без его отключения. Обычно переключающее устройство располагают на стороне высшего напряжения.

Схемы автоматического регулирования напряжения на подстанциях изменением коэффициента трансформации трансформаторов применяются практически на всех трансформаторах, оснащенных устройствами регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). Согласно требованиям ПТЭ, все трансформаторы должны работать с введенной автоматикой РПН, а отказ от применения автоматики должен быть обоснован. Причиной отказа может быть неисправность РПН, толчковая нагрузка, приводящая к недопустимо частому переключению РПН, исчерпание ресурса переключателя, необходимость его ревизии или замены масла.

Электромоторный привод РПН предназначен для ступенчатого переключения отпайек обмоток трансформатора. Привод обеспечивает следующие режимы управления:

- местное (кнопками на приводе);
- дистанционное (ключом со щита управления);
- автоматическое (устройством АРНТ);
- ручной (механическое переключение при помощи специальной рукоятки на приводе).

Ручное управление РПН применяется при его наладке, при отсутствии питающего напряжения, или при неисправности электромоторного привода. Из условий безопасности персонала, ручное управление приводом РПН под напряжением запрещается.

Чаще всего, привод РПН имеет 16 или 10 ступеней регулирования. Как правило, переключаются отпайки обмотки ВН, тогда максимальному количеству витков, т.е. минимальному напряжению соответствует «1-е» положение привода РПН, а минимальному количеству витков и максимальному напряжению соответствует «n-е». У двухобмоточных трансформаторов напряжением 110/10кВ подстан-

ций «глубокого ввода» «1-е» положение привода РПН соответствует максимальному напряжению, а «п-е» – минимальному. Текущее положение РПН определяется по лимбу указателя положения на приводе, или по электрическому указателю положения на щите управления. При получении команды «Прибавить» («Убавить») привод РПН начинает переключение, при этом замыкаются контакты контроллера, обеспечивающие переключение на одну ступень, и выдающие для блока автоматики сигнал «Идет переключение».

Необходимо отметить, что при длительной эксплуатации РПН, в результате износа деталей его привода, загрязнения магнитопроводов и замедления отпадания установленных в нем пускателей, привод может не остановиться при переключении на одну ступень, а продолжать переключения до конечного положения и далее. При этом регулируемое напряжения может выйти за допустимые пределы (10,5...11,5 кВ для шин 10 кВ), что опасно для электрооборудования потребителей

На подстанциях с нерегулируемыми трансформаторами регулирование можно осуществить путем последовательного включения с ними так называемого линейного регулятора или вольтодобавочного трансформатора.

Основными характеристиками системы автоматического регулирования являются:

- степень регулирования $U_{ст}$ – напряжение между двумя ответвлениями (1 и 2 на рис. 16.4), выраженное в процентах от номинального напряжения обмотки. В зависимости от типа трансформатора степень регулирования составляет 1,25...2,5 %.

- зона нечувствительности ΔU – некоторый диапазон изменения напряжений, при котором не происходит срабатывание автоматического регулятора напряжения. Зону нечувствительности выражают в процентах по отношению к номинальному напряжению. Для исключения ненужных срабатываний регулятора зона нечувствительности должна быть больше степени регулирования; точность регулирования – величина, равная половине зоны нечувствительности;

- выдержка времени исключает действие регулятора при кратковременных отклонениях напряжения;

- уставка регулятора – величина напряжения, которую должен поддерживать регулятор.

Процесс регулирования, схематически показан на рис. 16.4. Линией 1 обозначена уставка регулятора, а линиями 2 и 3 – границы зо-

ны нечувствительности ΔU , которые определяют значения напряжения, при которых регулятор приходит в действие. Как следует из рис. 16.4, требуемое значение напряжения (прямая 1) поддерживается с точностью, равной $\pm \Delta U/2$. В общем случае регулятор имеет коэффициент возврата, отличающийся от единицы. На рис. 16.4 значения напряжения возврата изображены штриховыми прямыми 4 и 5.

Регулятор после срабатывания будет действовать до тех пор, пока напряжение на его входе находится в пределах зоны 6. Переключение ответвлений произойдет, если время действия регулятора окажется не меньше его выдержки времени t_1 и времени действия приводного механизмов t_2 вместе взятых.

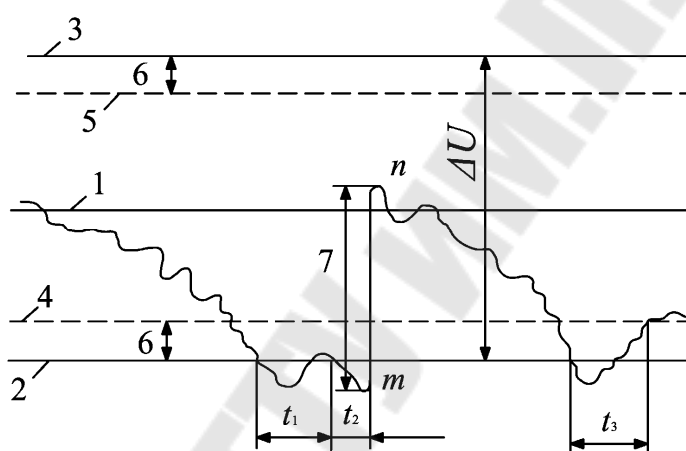


Рис.16.4. Упрощенное изображение процесса регулирования напряжения

При этом напряжение из точки m скачкообразно повысится до точки n , т. е. увеличится на величину ступени регулирования 7. Во втором случае переключение не произошло, так как $t_3 < t_1 + t_2$. Выдержка времени t_1 обычно принимается равной 40...60 с.

Очевидно, что увеличение зоны 6 будет приводить к более частым, и в ряде случаев совершенно необоснованным переключениям. Поэтому применять электромагнитные реле напряжения с низким коэффициентом возврата в качестве измерительных органов регулятора нежелательно. В этом отношении более совершенными являются регуляторы, выполненные на бесконтактных элементах.

Автоматический регулятор напряжения АРТ-1Н (БАР) Устройства АРТ-1Н и АРН-1М неисправность привода РПН не выявляют. Для исключения опасного повышения (понижения) напряжения при неисправности привода РПН, необходимо предусматривать специ-

альную защиту, действующую на его остановку путем отключения питающего напряжения. Защита может быть выполнена как отдельное устройство, или же входить в состав устройства АРНТ, как, например, у микропроцессорного АРН-01 производства фирмы «Энергомашвин». Признаком неисправности привода РПН может быть ненормальное повышение (понижение) напряжения, отсутствие паузы между циклами и т.д.

Автоматический регулятор напряжения АРТ-1Н (БАР) контролирует:

- Исправность цепей контролируемого напряжения (~ 100 В от ТН);
- Исправность привода РПН;
- Исправность самого устройства.

При неисправности одного из контролируемых элементов БАР блокируется, и больше команд не выдает. Исправность цепей напряжения контролируется следующим образом. При выходе контролируемого напряжения за пределы «Зоны нечувствительности», ограниченной пределами $U_{уст} \pm 1/2U$ зоны нечувствительности, БАР с заданной выдержкой времени выдает команду приводу РПН «Убавить» («Прибавить»). Получив команду, привод РПН начинает переключение и выдает сигнал «Идет переключение» для блока автоматики (замыкаются контакты контроллера в приводе РПН). Неполучение блоком БАР сигнала «Идет переключение» от привода, свидетельствует о неисправности привода. При этом БАР блокируется и выдает сигнал «Рассогласование». АРТ-1Н контролирует время цикла переключения, который должен закончиться за 10 с (или 30 с). Большинство типов приводов имеют время переключения менее 10 с. Если привод РПН не закончил переключение за время допустимой длительности цикла, БАР блокируется, выдает сигнал «Застревание» и больше команд приводу не выдает. При получении от привода РПН сигнала «Идет переключение», в блоке автоматики происходит следующее:

БАР расширяет зону нечувствительности до пределов допустимого уровня напряжения. При исправности цепей, уровень напряжения попадает в расширенную зону нечувствительности, и должны вернуться в исходное положение элементы каналов «Убавить» («Прибавить»). Невозврат элементов каналов свидетельствует об неисправности цепей контролируемого напряжения, или внутренних элементов БАР. При этом БАР блокируется, и больше команд приво-

ду не выдает. Так, например, отсутствие контролируемого напряжения сначала воспринимается БАРОм как то, что напряжение ниже «Зоны нечувствительности», и он выдает команду приводу РПН «Прибавить». Но так как при расширении «Зоны нечувствительности» уровень контролируемого напряжения не попадает в нее (напряжение равно 0), БАР блокируется.

Тактовый генератор БАР переключается на выдержку времени, соответствующую допустимой продолжительности цикла переключения РПН. Завершение цикла переключения РПН (прекращение сигнала «Идет переключение») за время менее допустимого, свидетельствует об его исправности. Если переключение не закончится за допустимое время (контакты контроллера РПН не разомкнутся), БАР блокируется, выдает сигнал «Застревание» и больше команд приводу не выдает.

Таким образом, при неисправности регулятора или привода, БАР может выдать только одну ложную команду. Для разблокирования БАР необходимо нажать кнопку «Откл. блокировки». При отключении цепей ТН для проверки, или при оперативных переключениях на подстанции, БАР блокируется и для его разблокировки требуется вмешательство обслуживающего персонала.

При переходе привода РПН в конечное положение «1-е» («n-е»), замыкаются конечные выключатели, запрещающие дальнейшие переключения привода и запрещающие блоку БАР регулирование в сторону «Убавить» («Прибавить»).

Для выполнения встречного регулирования напряжение на базе АРТ-1Н, применяется отдельный блок датчика тока ДТ.

Автоматический регулятор напряжения АРТ-1М выполнен интегральных микросхемах и работает аналогично БАР, но имеет некоторые особенности. Устройство содержит один или два встроенных датчика тока для встречного регулирования напряжения. В устройство встроены 4 малогабаритных реле-повторителя, используемые для гальванической развязки цепей подключаемых к АРТ-1М. Регулировка уставки «Зона, %» и точная регулировка «Уставка U » осуществляется плавно, при помощи переменных резисторов. Режим работы регулятора индицируется 5-ю светодиодами: « U », «+», «-», «Перекл.», «Блокир». При исчезновении контролируемого напряжения или его посадке ниже уровня $0,5...0,7U$ номинального, зажигается светодиод « U » и блокируется канал «прибавить» регулятора АРН-1М. При вос-

становлении нормального уровня напряжения, АРТ-1М разблокируется автоматически.

Микропроцессорное устройство автоматического управления РПН трансформаторов УЗА-12В.4 предназначено для автоматического управления электроприводом РПН силового трансформатора под нагрузкой, а также для дистанционного управления РПН с рабочего места диспетчера при включении устройства УЗА-12В.4 в локальную сеть посредством порта RS-485.

Принцип работы. Команда управления приводом РПН (команда изменения коэффициента трансформации силового трансформатора) выдается при выходе контролируемого напряжения за пределы зоны нечувствительности с заданной задержкой по времени. Зона нечувствительности определяется уставкой по напряжению срабатывания « U_0 » и уставкой ширины зоны нечувствительности.

Предусмотрена возможность введения коррекции уровня регулируемого напряжения по току одной из линий, подаваемому на токовый вход устройства УЗА-12В.4, с блокировкой этой функции по максимальному напряжению, которое задается уставкой « $U >$ ».

Уровень поддерживаемого напряжения, с учетом коррекции по току, определяется формулой:

$$U = U_0 + k \cdot I,$$

где U_0 – уставка по напряжению срабатывания (В);

I – ток коррекции, А (вторичный ток линии);

k – коэффициент влияния I .

Предусмотрена блокировка работы УЗА-12В.4 от внешних устройств:

- при снижении измеряемого напряжения ниже $U \leq 0,85 \cdot U_n$ (цепи напряжения разбираются при переходе на ручное управление),
- при застревании привода или невыполнении приводом команды,
- когда регулирование ограничено крайним положением привода, соответствующим 1 или n отпайке РПН.

Внешние цепи устройства УЗА-12В.4 максимально адаптированы к традиционным схемам управления РПН (с учетом возможности замены старых устройств автоматического регулирования).

Порядок выбора уставок АРТ. Выбор уставок приводится применительно к устройству АРТ1М. Для других устройств основные уставки выбираются аналогично.

1. Выбор уставки регулирования по напряжению. Производится исходя из режимных соображений. При этом исходят из режима минимальных нагрузок, при которых величина напряжения на шинах, а значит и у вблизи расположенных потребителей не должна превысить $1,05 \cdot U_{\text{ном}}$.

2. Выбор уставки токовой коррекции уровня регулируемого напряжения.

Токовая коррекция необходима в случае работы регулятора в режиме встречного регулирования, когда требуется коррекция уровня регулируемого напряжения по току нагрузки одной или группы линий.

Выбор уставки токовой коррекции осуществляется по требуемой величине напряжения токовой коррекции, которая, в свою очередь, зависит от падения напряжения в линии при протекании по ней тока нагрузки.

Для выбора уставки токовой коррекции необходимо:

– при заданном токе нагрузки определить падение напряжения в линии между точкой подключения измерительного трансформатора напряжения, питающего вход регулятора, и точкой подключения потребителя электрической энергии (нагрузки), напряжение у которого должно поддерживаться в заданных пределах;

– разделить это напряжение на коэффициент трансформации измерительного трансформатора напряжения и полученное значение V установить по шкале «1 КОМПЕНС, V» – для первой уставки напряжения и по шкале «2 КОМПЕНС, V» – для второй уставки напряжения.

Проверяется напряжение на шинах, которое при использовании токовой коррекции не должно превысить $1,05 \cdot U_{\text{ном}}$, исходя из уровня напряжения у близко расположенных потребителей. При невыполнении такого условия изменяют уставку по п. 1 и опять проверяют напряжение с учетом коррекции. Необходимо добиться, чтобы напряжение у удаленных потребителей не снижалось ниже $-5\% U_{\text{ном}}$, а у ближайших повышалось выше $5\% U_{\text{ном}}$. Не следует забывать, что напряжение у потребителей можно корректировать путем изменения положения переключателей ПБН (анцапф) на трансформаторах потребителей в пределах $\pm 5\%$.

Оперативное изменение уставки регулирования с одного заранее выбранного значения на другое внешним релейным сигналом позволяет ввести программное регулирование напряжения по двухступен-

чатуому графику, в частности, суточный график с уставками соответствующими режимам минимальной и максимальной нагрузки, или недельный график с уставками рабочего и выходного дня. Это может позволить избежать применения токовой коррекции, выбор уставок которой представляет значительные сложности.

3. Выбор ширины зоны нечувствительности. Зона нечувствительности определяет величину отклонения напряжения от уставки, при которой регулятор не выдает команду на регулирование напряжения. Минимальная ширина зоны определяется необходимостью устранить возможность колебательного режима при регулировании напряжения. После изменения положения РПН на одно положение регулятор не должен выдать команду на регулирование напряжения в обратную сторону. Поэтому после регулирования РПН на 1 ступень напряжение должно попасть в зону нечувствительности регулятора. Необходимо устанавливать ширину зоны нечувствительности больше значения ступени регулирования трансформатора с РПН. Рекомендуемый коэффициент запаса 1,3.

4. Выбор выдержки времени задержки команд управления. Выдержка времени выбирается исходя из возможности и длительности кратковременных изменений напряжения при переменном характере нагрузки. Чем больше выдержка времени, тем меньше вероятность излишнего действия РПН а значит сокращается количество операций РПН, ресурс которого ограничен. Довольно часто устанавливают максимальное значение уставки по времени (160–180 с).

5. Выбор выдержки времени контроля исправности РПН. Регулятор АРТ-1М поставляется с перемычкой на плате формователя, запаянной в положении 2–3, что соответствует времени контроля длительности цикла переключения 15 с. Эта величина вполне пригодна для большинства регуляторов. Если возможная длительность цикла больше этой величины, можно задать время контроля 30 с запаяв перемычку в положение 1–3.

Время контроля исправности цепей запуска электроприводов РПН в регуляторе неизменно и составляет величину 0,6 с независимо от типов применяемых РПН.

Автоматика охлаждения трансформаторов при дутьевом охлаждении (система охлаждения Д). На охладителях трансформаторов устанавливаются дутьевые вентиляторы, обдувающие их воздухом. Масло в охладители поступает путем естественной циркуляции. Такая автоматика охлаждения работает по следующему принципу: вентиля-

торы включаются, если ток в трансформаторе достигает номинального тока независимо от температуры, или температура верхних слоев масла достигает $+55^{\circ}\text{C}$ независимо от тока. Вентиляторы отключаются, если ток в трансформаторе снижается ниже $0,85\dots 0,86$ номинального тока, а также в случае снижения температуры масла ниже $+50^{\circ}\text{C}$. Таким образом, в схеме автоматики предусматривается два независимых пуска – по току и по температуре верхних слоев масла.

Практически все трансформаторы большой и средней мощности в распределительных сетях имеют систему охлаждения Д. Трансформаторы малой мощности имеют естественное масляное охлаждение, при котором радиаторы охлаждаются путем естественной циркуляции воздуха.

Контрольные вопросы

1. Как осуществляется резервирование защит трансформатора?
2. Принципы расстановки цифровых защит на трансформаторах.
3. АПВ трансформаторов
4. Назначение автоматического отключения одного из параллельно работающих трансформаторов.
5. Автоматическая разгрузка трансформаторов.
6. Автоматическое регулирование напряжения трансформаторов.
7. Автоматика охлаждения трансформаторов.

10. ЗАЩИТА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

ЛЕКЦИЯ № 17

Содержание лекции

- 17.1. Общие сведения о релейной защите электродвигателей.
- 17.2. Защита двигателей от междуфазных КЗ.
- 17.3. Защита электродвигателей от перегрузки.
- 17.4. Защита от перегрузки с тепловым реле.
- 17.5. Защита от перегрузки с токовыми реле.
- 17.6. Защита от перегрузки с тепловой характеристикой выдержки времени на цифровом реле.
- 17.7. Выбор уставок защиты от перегрузки на основе тепловой модели

17.1. Общие сведения о релейной защите электродвигателей

Согласно ПУЭ на двигателях напряжением выше 1000 В должны устанавливаться следующие устройства релейной защиты:

- защита от междуфазных КЗ;
- защита от замыканий на землю;
- защита от двойных замыканий на землю;
- защита от перегрузки;
- защита минимального напряжения.

Для синхронных двигателей дополнительно требуется защита от асинхронного режима.

Применяемые для этой цели виды защиты зависят от мощности электродвигателей:

В качестве защиты от междуфазных КЗ при мощности двигателей до 5000 кВт применяется токовая отсечка. Она может применяться и для двигателей большей мощности, не имеющих фазных выводов со стороны нейтрали двигателя. При двигателях большей мощности, а так же если токовая отсечка для двигателей меньшей мощности не удовлетворяет требованиям чувствительности, применяется дифференциальная защита.

В качестве защиты от замыканий на землю при токах замыкания более 5 А для двигателей мощностью более 2000 кВт и 10 А для двигателей меньшей мощности применяется токовая защита нулевой последовательности, действующая на отключение. На линиях, питающих двигатели передвижных механизмов, защита от замыканий на

землю, по соображениям электробезопасности, должна действовать на отключение независимо от величины тока замыкания на землю.

В качестве защиты от двойных замыканий на землю применяется токовая защита нулевой последовательности, действующая на отключение. Она применяется в тех случаях, когда защита от замыканий на землю имеет выдержку времени. Ее применение обязательно, если защита от междуфазных КЗ выполняется в двух фазах.

Защита от перегрузки требуется для двигателей, подверженных перегрузке по технологическим причинам или с особо тяжелыми условиями пуска. Защита от перегрузки может действовать на разгрузку механизма по технологическим цепям или на сигнал – первая ступень и на отключение – вторая ступень. Выдержка времени защиты от перегрузки при токе, равном пусковому току двигателя, выполняется больше времени его пуска. Как правило, при таком выполнении защиты двигателя имеется значительный тепловой запас – обычные двигатели по температуре выдерживают не менее двух пусков подряд. Это дает возможность выполнить действие защиты от перегрузки на разгрузку механизма.

Существуют специальные защиты от перегрузки с зависимой характеристикой, совпадающей с тепловой характеристикой, которая определяет тепловое состояние двигателя и позволяет полностью использовать его перегрузочную способность. Параметры этой характеристики зависят от данных самого электродвигателя: системы охлаждения, допустимой температуры для изоляции двигателя, исходной температуры двигателя или помещения. Все эти данные учитывают специальные цифровые защиты двигателей (например: MiCOM P217, P220, P241, Sepam 2000, REF 540 и др.). Недостаток такого принципа заключается в том, что двигатель отключится только после нагрева до предельной температуры, поэтому она может действовать только на отключение.

Защита от асинхронного режима для синхронных двигателей (СД) может действовать по току перегрузки с независимой выдержкой времени. Для двигателей с ОКЗ более 1 может быть применена защита с зависимой характеристикой. В цифровом реле MiCOM P241 имеется защита, действующая по величине $\cos\phi$, а в реле Sepam 2000 – по величине реактивной мощности. Эти защиты способны выявить отключение возбуждения и переход двигателя в асинхронный режим без возбуждения.

Режим асинхронного хода сопровождается перегрузкой двигателя и на него реагируют защиты от перегрузки. Простые токовые защиты могут срабатывать и возвращаться при колебаниях тока. Поэтому защиты от перегрузки в асинхронном режиме должны накапливать выдержку времени.

Для облегчения условий самозапуска, а также для предотвращения подачи несинхронного напряжения на возбужденные СД или заторможенные механизмы, двигатели должны быть оборудованы защитой минимального напряжения. Эта защита может быть либо индивидуальной, либо групповой (одна защита действует на отключение нескольких двигателей). В ряде случаев для ускорения подачи напряжения на шины автоматикой АПВ или АВР, СД могут быть дополнительно оборудованы защитой по понижению частоты, так как они способны длительно поддерживать напряжение на шинах. Цифровые защиты двигателя имеют в своем составе органы понижения напряжения и частоты.

Кроме перечисленных обязательных для двигателей функций защиты, специальные защиты для двигателей имеют дополнительные функции, использование которых улучшает условия эксплуатации двигателя, снижая вероятность повреждения и продлевая срок его службы. К ним относятся:

- защита от обрыва фазы;
- ограничение количества пусков;
- запрет пуска по времени прошедшего от предыдущего пуска;
- защита минимального тока или мощности;
- защита от затяжного пуска и заклинивания ротора.

Специальные устройства защиты двигателей могут работать не только с током и напряжением, но и с датчиками температуры.

17.2. Защита двигателей от междуфазных КЗ

Защита от КЗ между фазами является основной РЗ электродвигателей и установка ее обязательна во всех случаях. В качестве РЗ электродвигателей мощностью до 5000 кВт от КЗ применяется токовая отсечка.

Токовая отсечка должна быть отстроена от пускового тока двигателя. В момент включения двигателя появляется бросок тока намагничивания в 1,6...1,8 раза превышающий по амплитуде установившийся пусковой ток двигателя. Этот бросок учитывается повышенным коэффициентом надежности при отстройке от пускового тока двигателя.

$$I_{c.3} = K_H \cdot I_{п. max}, \quad (17.1)$$

где $I_{c.3}$ – первичный ток срабатывания отсечки;

K_H – коэффициент надежности, с учетом отстройки от броска тока намагничивания равен 1,8 – для отсечек с временем срабатывания 0,05 с и 1,6 – при времени срабатывания более 0,1 с;

$I_{п. max}$ – пусковой ток двигателя в максимальном режиме.

Кратность пускового тока двигателя может быть взята из паспорта двигателя. Пусковой ток равен:

$$I_{п. max} = K_{пуск} \cdot I_{ном}. \quad (17.2)$$

После выбора уставки должна быть проверена чувствительность отсечки по току при двухрелейной схеме:

$$K_{ч} = I_{КЗ.min}^{(2)} / I_{c.3}, \quad (17.3)$$

где $K_{ч}$ – коэффициент чувствительности, он должен быть не менее 2;

$I_{КЗ.min}^{(2)}$ – ток двухфазного КЗ на выводах электродвигателя в минимальном режиме.

Если ток срабатывания отсечки отстроен от пускового тока электродвигателя, то она надежно отстроена и от тока, который электродвигатель посылает в сеть при внешнем КЗ.

Токовую РЗ электродвигателей мощностью до 2000 кВт ранее выполняли на простой и дешевой однорелейной схеме, включая реле на разность токов двух фаз. Недостатком этой схемы является более низкая чувствительность по сравнению с двухрелейной отсечкой к двухфазным КЗ между одной из фаз, на которых установлен ТТ, и фазой без ТТ. Ток срабатывания реле отсечки, выполненной по однорелейной схеме, в $\sqrt{3}$ раз больше, чем в двухрелейной схеме (при выборе уставки учитывался коэффициент схемы при симметричном пусковом режиме равный $K_{сх} = \sqrt{3}$)

$$I_{c.3} = \sqrt{3} \cdot K_H \cdot I_{п. max}. \quad (17.4)$$

Соответственно ниже в $\sqrt{3}$ раз получается и чувствительность защиты.

На электродвигателях мощностью 2000...5000 кВт токовую отсечку необходимо выполнять двухрелейной (рис. 17.1, а). Двухрелейную схему отсечки требуется также применять на электродвигателях мощностью до 2000 кВт, если коэффициент чувствительности одно-

релейной схемы при двухфазном КЗ на выводах электродвигателя окажется менее двух. При использовании цифровых реле отсечка выполняется 2–элементной или 3–элементной независимо от мощности двигателя.

На электродвигателях мощностью 5000 кВт и более должна устанавливаться продольная дифференциальная защита, обеспечивающая более высокую чувствительность к КЗ на выводах и в обмотках ($I_{с.з} \leq I_{ном}$). Если токовая отсечка не обладает необходимой чувствительностью, то дифференциальная защита может выполняться и на двигателях меньшей мощности при условии наличия на двигателе выводов фаз со стороны нейтрали (рис. 17.6, б).

Для этого применяются специальные дифференциальные реле, включаемые на комплекты трансформаторов тока, соединенные в неполную звезду на сторонах линейных выводов и нейтрали двигателей. Защита выполняется двухфазной. Могут использоваться реле РНТ-565, ДЗТ-11 или РСТ-15, а также цифровые реле.

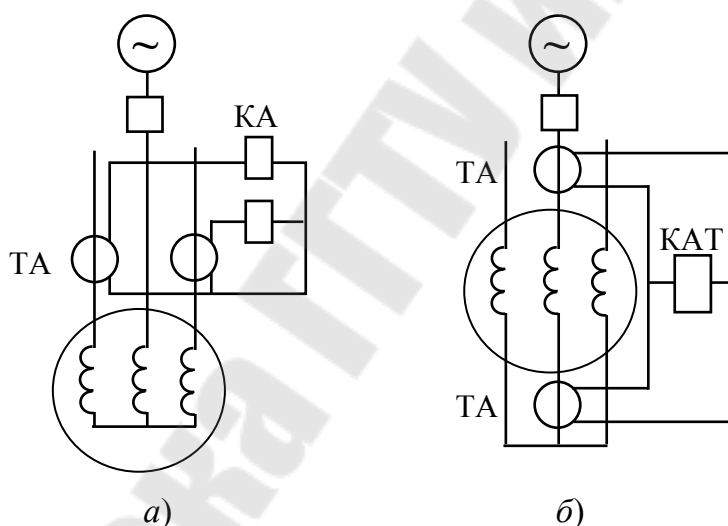


Рис. 17.1. Схема защиты электродвигателя от междуфазных КЗ:
а – токовая отсечка; б – дифференциальная защита
в однолинейном исполнении

Поскольку РЗ в двухфазном исполнении не реагирует на двойное замыкание на землю, одно из которых возникает в обмотке электродвигателя на фазе В, в которой отсутствует ТТ, дополнительно устанавливается специальная РЗ от двойных замыканий на землю, которая выполняется токовым реле, подключенным к ТТНП. Эта функция может выполняться защитой от замыкания на землю, если она не имеет выдержки времени.

17.3. Защита электродвигателей от перегрузки

Перегрузка электродвигателей возникает:

- при затянувшемся пуске и самозапуске,
- при перегрузке приводимых механизмов,
- при понижении напряжения на выводах двигателя.
- при обрыве фазы.

Для электродвигателя опасны только устойчивые перегрузки. Сверхтоки, обусловленные пуском или самозапуском электродвигателя, кратковременны и самоликвидируются при достижении нормальной частоты вращения.

Значительное увеличение тока электродвигателя получается также при обрыве фазы, что встречается, например, у электродвигателей, защищаемых предохранителями, при перегорании одного из них. При номинальной загрузке в зависимости от параметров электродвигателя увеличение тока статора при обрыве фазы будет составлять примерно $(1,6...2,5) \cdot I_{\text{ном}}$. Эта перегрузка носит устойчивый характер. Также устойчивый характер носят сверхтоки, обусловленные механическими повреждениями электродвигателя или вращаемого им механизма и перегрузкой самого механизма. Основной опасностью сверхтоков является сопровождающее их повышение температуры отдельных частей, и в первую очередь, обмоток. Повышение температуры ускоряет износ изоляции обмоток и снижает срок службы двигателя. Перегрузочная способность электродвигателя определяется характеристикой зависимости между сверхтоком и допусаемым временем его прохождения:

$$t = \frac{A}{K^2 - 1}, \quad (17.5)$$

где t – допустимая длительность перегрузки, с;

A – коэффициент, зависящий от типа изоляции электродвигателя, а также периодичности и характера сверхтоков; для обычных двигателей $A = 150 - 250$;

K – кратность сверхтока, т. е. отношение тока электродвигателя $I_{\text{д}}$ к $I_{\text{ном}}$.

Вид перегрузочной характеристики при постоянной времени нагрева $T = 300$ с представлен на рис. 17.2.

При решении вопроса об установке РЗ от перегрузки и характере ее действия руководствуются условиями работы электродвигателя,

имея в виду возможность устойчивой перегрузки его приводного механизма:

а. На электродвигателях механизмов, не подверженных технологическим перегрузкам (например, электродвигателях циркуляционных, питательных насосов и т. п.) и не имеющих тяжелых условий пуска или самозапуска, РЗ от перегрузки может не устанавливаться. Однако, ее установка целесообразна на двигателях объектов, не имеющих постоянного обслуживающего персонала, учитывая опасность перегрузки двигателя при пониженном напряжении питания или неполнофазном режиме;

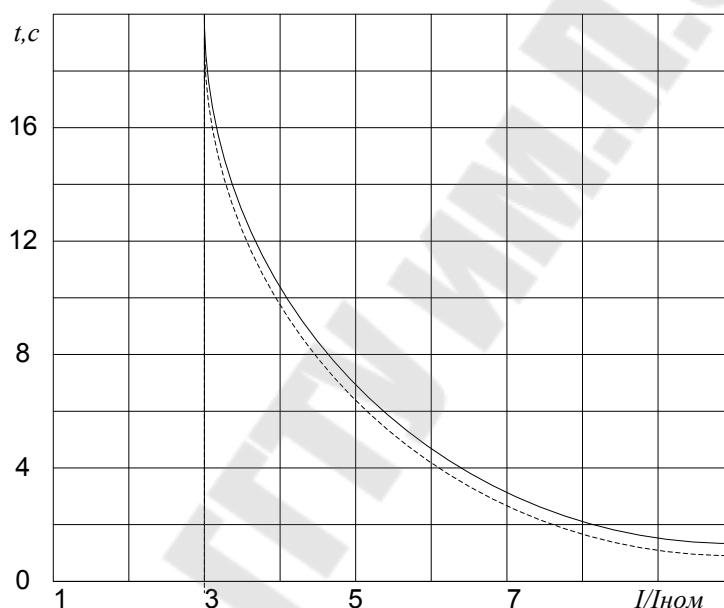


Рис. 17.2. Характеристика зависимости допустимой длительности перегрузки от кратности тока перегрузки

б. На электродвигателях, подверженных технологическим перегрузкам (например, электродвигателях мельниц, дробилок, насосов и т.п.), а также на электродвигателях, самозапуск которых не обеспечивается, должна устанавливаться РЗ от перегрузки;

в. Защита от перегрузки выполняется с действием на отключение в случае, если не обеспечивается самозапуск электродвигателей или с механизма не может быть снята технологическая перегрузка без останова электродвигателя;

г. Защита от перегрузки электродвигателя выполняется с действием на разгрузку механизма или сигнал, если технологическая перегрузка может быть устранена с механизма автоматически или вручную персоналом без останова механизма, и электродвигатели нахо-

дятся под наблюдением персонала;

д. На электродвигателях механизмов, которые могут иметь как перегрузку, устраняемую при работе механизма, так и перегрузку, устранение которой невозможно без останова механизма, целесообразно предусматривать действие РЗ от сверхтоков с меньшей выдержкой времени на отключение электродвигателя; в тех случаях, когда ответственные электродвигатели собственных нужд электростанций находятся под постоянным наблюдением дежурного персонала, защиту их от перегрузки можно выполнить с действием на сигнал.

Защита электродвигателей, подверженных технологической перегрузке, желательно иметь такой, чтобы она, с одной стороны, защищала от недопустимых перегрузок, а с другой – давала возможность наиболее полно использовать перегрузочную характеристику электродвигателя с учетом предшествовавшей нагрузки и температуры окружающей среды. Наилучшей характеристикой РЗ от сверхтоков являлась бы такая, которая проходила несколько ниже перегрузочной характеристики (пунктирная кривая на рис. 17.2).

17.4. Защита от перегрузки с тепловым реле

Лучше других могут обеспечить характеристику, приближающуюся к перегрузочной характеристике электродвигателя, тепловые реле, которые реагируют на количество тепла Q , выделенного в сопротивлении его нагревательного элемента. Тепловые реле выполняются на принципе использования различия в коэффициенте линейного расширения различных металлов под влиянием нагревания. Основой такого теплового реле является биметаллическая пластина состоящая из спаянных по всей поверхности металлов a и b с сильно различающимися коэффициентами линейного расширения. При нагревании пластина прогибается в сторону металла с меньшим коэффициентом расширения и замыкает контакты реле.

Нагревание пластины осуществляется нагревательным элементом при прохождении по нему тока.

Тепловые реле сложны в обслуживании и наладке, имеют различные характеристики отдельных экземпляров реле, часто не соответствуют тепловым характеристикам электродвигателей и имеют зависимость от температуры окружающей среды, что приводит к нарушению соответствия тепловых характеристик реле и электродвигателя. Поэтому тепловые реле применяются в редких случаях, обычно в магнитных пускателях и автоматах 0,4 кВ.

17.5. Защита от перегрузки с токовыми реле

Для защиты электродвигателей от перегрузки обычно применяются МТЗ с использованием реле с ограниченно зависимыми характеристиками типа РТ-80 или МТЗ с независимыми токовыми реле и реле времени.

Преимуществами МТЗ по сравнению с тепловыми являются более простая их эксплуатация и более легкий подбор и регулировка характеристик РЗ. Однако, МТЗ не позволяют использовать перегрузочные возможности электродвигателей из-за недостаточного времени действия их при малых кратностях тока.

МТЗ с независимой выдержкой времени в однорелейном исполнении обычно применяется на всех асинхронных электродвигателях собственных нужд электростанций, а на промышленных предприятиях – для всех синхронных (когда она совмещена с РЗ от асинхронного режима) и асинхронных электродвигателей, являющихся приводами ответственных механизмов, а также для неответственных асинхронных электродвигателей с временем пуска более 12...13 с.

Релейная защита от перегрузки с зависимой выдержкой времени лучше согласовывается с тепловой характеристикой двигателя, однако, и они недостаточно используют перегрузочную способность двигателей в области малых токов.

Защита от перегрузки с зависимой характеристикой выдержки времени может быть выполнена на реле типа РТ-80 или цифровом реле.

Ток срабатывания защиты от перегрузки устанавливается из условия отстройки от $I_{\text{НОМ}}$ электродвигателя:

$$I_{\text{с.з}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{НОМ}} / K_{\text{в}}, \quad (17.6)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05.

Время действия МТЗ от перегрузки $t_{\text{пз}}$ должно быть таким, чтобы оно было больше времени пуска электродвигателя $t_{\text{пуск}}$, а у электродвигателей, участвующих в самозапуске, больше времени самозапуска.

Время пуска асинхронных электродвигателей обычно составляет 8...15 с. Поэтому характеристика реле с зависимой характеристикой должна иметь при пусковом токе время, не меньшее 12...15 с. На РЗ от перегрузки с независимой характеристикой выдержка времени принимается 14...17 с.

17.6. Защита от перегрузки с тепловой характеристикой выдержки времени на цифровом реле

В цифровое реле защиты двигателя, например, типа *MiCOM P220* заложена тепловая модель двигателя из составляющих прямой и обратной последовательности тока, потребляемого двигателем таким образом, чтобы учесть тепловое воздействие тока в статоре и роторе. Составляющая обратной последовательности токов, протекающих в статоре, наводит в роторе токи значительной амплитуды, которые создают существенное повышение температуры в обмотке ротора. Результатом сложения, проведенного *MiCOM P220* является эквивалентный тепловой ток $I_{\text{экв}}$, отображающий повышение температуры, вызванное током двигателя. Ток $I_{\text{экв}}$ вычисляется в соответствии с зависимостью:

$$I_{\text{экв}} = \sqrt{(I_{\text{пр}}^2 + K_3 I_{\text{обр}}^2)}, \quad (17.7)$$

где K_3 – коэффициент усиления влияния тока обратной последовательности учитывает повышенное воздействие тока обратной последовательности по сравнению с прямой последовательности на нагрев двигателя. При отсутствии необходимых данных принимается равным 4 – для отечественных двигателей и 6 – для зарубежных.

Дополнительные функции реле *MiCOM P220*, связанные с тепловой перегрузкой двигателя следующие.

- Запрет отключения от тепловой перегрузки при пуске двигателя.
- Сигнализация тепловой перегрузки.
- Запрет пуска.
- Затяжной пуск.
- Заклинивание ротора.

Заклинивание ротора двигателя может произойти при пуске двигателя или в процессе его работы.

Функция заклинивание ротора при работающем двигателе вводится автоматически при его успешном развороте после истечения заданной выдержки времени.

В цифровых реле *Seram 2000* защита двигателя от затяжного пуска и заклинивания ротора выполнена иначе. Первая защита срабатывает и отключает двигатель, если ток двигателя от начала процесса пуска превышает значение $3I_{\text{ном}}$ в течение заданного времени $t_1 = 2t_{\text{пуска}}$. Начало пуска обнаруживается в момент увеличения по-

требуемого тока от 0 до значения 5 % номинального тока. Вторая защита срабатывает, если пуск завершен, двигатель работает нормально, и в установившемся режиме неожиданно ток двигателя достигает значения более $3I_{\text{ном}}$ и держится в течение заданного времени $t_2 = 3 - 4$ с.

Несимметрия. Защита двигателя от перегрузки токами обратной последовательности защищает двигатель от подачи напряжения с обратным чередованием фаз, от обрыва фазы, от работы при длительной несимметрии напряжений.

При подаче на двигатель напряжения с обратным чередованием фаз двигатель начинает вращаться в обратную сторону, приводимый в действие механизм может быть заклинен или вращаться с моментом сопротивления, отличающимся от момента прямого вращения. Таким образом, величина тока обратной последовательности двигателя может колебаться в широких пределах. При обрыве фазы двигатель уменьшает вращающий момент в 2 раза и для компенсации у него в 1,5...2 раза увеличивается ток.

При несимметрии питающих напряжений ток обратной последовательности может иметь различную величину до самых малых значений. Появление тока обратной последовательности более всего влияет на нагрев ротора двигателя, где он наводит токи двойной частоты. Таким образом, целесообразно иметь защиту по I_2 , которая отключала бы двигатель для предотвращения его перегрева.

Защита имеет 2 ступени:

Ступень $I_{\text{обр}} >$ с независимой выдержкой времени. Ток срабатывания принимается равным $(0,2...0,25)I_{\text{ном}}$ двигателя. Выдержка времени должна обеспечить отключение несимметричных коротких замыканий в прилегающей сети, для чего она должна быть на ступень больше, чем защита питающего трансформатора:

$$t_{\text{обр}} \geq t_{\text{МТЗ}} + \Delta t. \quad (17.8)$$

Ступень $I_{\text{обр}} \gg$ с зависимой характеристикой выдержки времени может быть использована для повышения чувствительности защиты, если известны реальные тепловые характеристики двигателя по току обратной последовательности.

Потеря нагрузки. Функция позволяет обнаружить расцепление двигателя с приводимым им в движение механизмом вследствие обрыва муфты, ленты транспортера, выпуск воды из насоса и т.д. по

уменьшению рабочего тока двигателя.

Уставка минимального тока:

$$I \leq (1,2 - 1,5)I_{xx},$$

где I_{xx} – ток холостого хода двигателя с механизмом определяется при испытаниях.

Выдержка времени минимального тока двигателя $t_I <$ определяется исходя из технологических особенностей механизма – возможных кратковременных сбросов нагрузки, при отсутствии таких соображений принимается равным: $t_I \leq 5$ с.

Выдержка времени запрета автоматики минимального тока двигателя $t_{запр}$ задерживает ввод автоматики при пуске двигателя, если нагрузка подключается к двигателю после его разворота или определяется исходя из технологии подачи нагрузки на двигатель, если нагрузка подключена к двигателю постоянно. Уставка должна быть равна времени разворота двигателя плюс необходимый запас:

$$t_{запр} = 1,2T_{пуск}.$$

Количество пусков двигателя. При отсутствии конкретных данных по двигателю можно руководствоваться следующими общими соображениями:

- Согласно ПТЭ, отечественные двигатели обязаны обеспечивать 2 пуска из холодного состояния и 1 из горячего состояния.
- Постоянная времени охлаждения двигателя равна 40 мин.
- Можно выполнить следующие уставки в автоматике подсчета пусков:

Уставка по времени, в течение которого считаются пуски:
 $T_{отсчета} = 30$ мин.

Количество горячих пусков – 1. Количество холодных пусков – 2.

Уставка по времени, в течение которого повторный пуск запрещен $t_{запр} = 5$ мин. Минимальное время между пусками не использовать.

Время разрешения самозапуска. Самозапуск двигателей на электростанциях должен обеспечиваться, при времени перерыва питания 2,5 с. По этим данным производится расчетная проверка обеспечения самозапуска при перерыве питания двигателей на электростанциях.

Таким образом, для электростанций можно принять $T_{\text{самозап}} = 2,5 \text{ с}$.

Для других условий следует определить время, на которое возможен перерыв питания, например время действия АВР, произвести расчетную проверку самозапуска, и если он обеспечивается при таком перерыве питания, установить указанное время на устройстве. Если самозапуск не обеспечивается при любом перерыве питания, или он запрещается, функция «разрешение самозапуска» не вводится.

Контрольные вопросы

1. Какие защиты должны иметь асинхронные двигатели в соответствии с ПУЭ?
2. Какие защиты должны иметь синхронные двигатели в соответствии с ПУЭ?
3. Как осуществляется защита и выбираются уставки защиты от междуфазных КЗ двигателей?
4. Как осуществляется защита и выбираются уставки защиты от перегрузки двигателей?
5. Как осуществляется защита и выбираются уставки защиты минимального напряжения двигателей?
6. Каковы особенности защиты синхронных двигателей?
7. Основные характеристики цифровых реле зарубежных фирм для защиты двигателей.

ЛЕКЦИЯ № 18

Содержание лекции

- 18.1. Защита двигателей от замыкания на землю.
- 18.2. Защита двигателей от минимального напряжения.
- 18.3. Защита электродвигателей напряжением до 1000 В.
- 18.4. Специальные выносные защиты двигателей 0,4 кВ.
- 18.5. Защиты, применяемые на синхронных двигателях.
- 18.6. Зарубежные защиты двигателей.

18.1. Защита двигателей от замыкания на землю

В соответствии с ПУЭ РЗ от замыканий на землю в обмотке статора с действием на отключение устанавливается на электродвигателях мощностью 2000 кВт и более при токах замыкания на землю более 5 А, а на электродвигателях меньшей мощности – при токах замыкания на землю более 10 А. В эксплуатации, однако, при токах замыкания на землю более 5 А, РЗ от замыканий на землю часто устанавливают на электродвигателях любой мощности, что способствует ограничению их повреждений при замыканиях на землю. В отечественной практике считается, что ток менее 5 А не приводит к повреждению стали шихтованного магнитопровода статора и ремонт двигателя в этом случае не вызовет существенных затрат. В отношении конкретного значения опасного тока замыкания на землю в мировой практике нет единого мнения. По одним данным этот ток не должен превышать 2... 2,5 А, по другим – 10 А.

Защита от замыканий на землю реагирует на суммарный емкостный ток сети, гальванически связанной с двигателем и выполняется с помощью одного токового реле, которое подключается к ТТ нулевой последовательности (ТТНП), установленному на кабеле, питающем двигатель. Применяются ТТНП типов ТЗ, ТЗЛ, ТЗЛМ и др.

В случае, когда питание электродвигателя осуществляется по нескольким параллельным кабелям (двум-четырем), вторичные обмотки ТТНП, надетые на каждый из них, соединяются последовательно или параллельно.

На электродвигателях большой мощности, для питания которых прокладывается больше четырех кабелей, РЗ от замыканий на землю выполняется с одним общим ТТНП типа ТНПШ с подмагничиванием.

Ток срабатывания РЗ:

$$I_{с.з.} = K_{отс} \cdot K_{б} \cdot I_C, \quad (18.1)$$

где I_C – собственный емкостный ток электродвигателя и питающей его кабельной линии;

$K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,2...1,3;

$K_б$ – коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока электродвигателя при внешних перемежающихся замыканиях на землю. Для РЗ, действующей без выдержки времени, значение этого коэффициента принимается равным 3...4. Для цифровых реле $K_б = 2$. Для повышения чувствительности РЗ допускается принимать уменьшенное значение $K_{отс} \cdot K_б = 1,5...2$ с. Защита при этом выполняется с выдержкой времени 1...2 с.

Коэффициент чувствительности защиты определяется как отношение суммарного емкостного тока сети к току срабатывания защиты (18.1) и должен составлять не менее 1,25.

Поскольку мощность ТТНП (типов ТЗ, ТЗР и др.) невелика, для обеспечения максимальной чувствительности РЗ от замыканий на землю к каждому типу ТТНП необходимо подбирать токовое реле на определенный ток срабатывания, имеющее соответствующее сопротивление обмотки (реле РТЗ-51, РТЗ-50, РТ-40/0,2). В составе цифровых защит имеется специальный промежуточный трансформатор, к которому подключается ТТНП для защиты от замыканий на землю. Подобные вводы имеются в устройствах защиты серии *MiCOM* Р120, Р200, применяемых для защиты двигателей.

В целях уменьшения перенапряжений при замыканиях на землю в сети собственных нужд (СН) энергоблоков ТЭС и АЭС большой мощности, а также повышения чувствительности и селективности действия РЗ электродвигателей 6 кВ и трансформаторов СН 6,3/0,1 кВ, эти сети могут работать с нейтралью, заземленной через резистор. Для этого на каждой секции блочных СН 6,3 кВ устанавливается дополнительный заземляющий трансформатор (ДТ), например типа ТСЗК-63, со схемой соединения обмоток звезда с заземленной нейтралью – треугольник. В нейтраль ДТ включаются параллельно два высоковольтных заземляющих резистора по 200 Ом каждый, изготовленные из специального электротехнического бетона (бетела) (рис. 18.1, б). При этом, в случае однофазного замыкания на землю в двигателе по его цепи будет протекать активный ток $3I_0$ около 40 А, достаточный для надежного действия защиты и допустимый по условию ограничения повреждения в двигателе от тока замыкания на землю. Одновременно по цепям неповрежденных элементов, присоеди-

ненных к тем же шинам, будут протекать только емкостные токи нулевой последовательности, от которых защиты рассматриваемых присоединений могут быть легко отстроены. Наличие заземляющих резисторов резко снижает вероятность перехода однофазных замыканий на землю в двухфазные и двойные КЗ, так как перенапряжения на неповрежденных фазах не будут превышать при этом значения линейного напряжения.

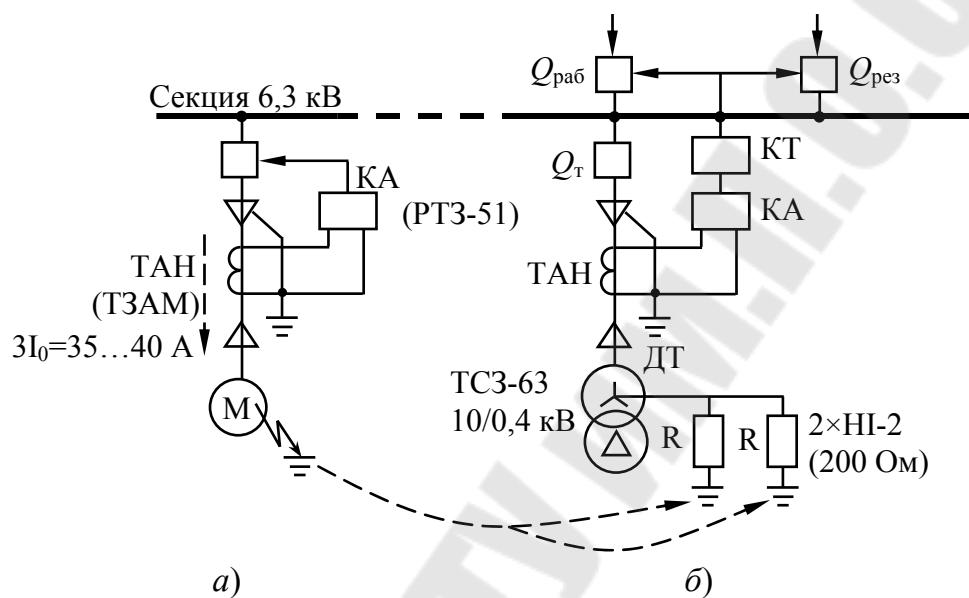


Рис. 18.1. Схема защиты от замыканий на землю в сети собственных нужд 6,3 кВ: а – защита двигателя от замыканий на землю; б – схема подключения дополнительного трансформатора с заземляющими резисторами

Защита электродвигателя от замыканий на землю выполняется с помощью токового реле, подключенного к ТТНП и действует на отключение электродвигателя без выдержки времени. При отказе защиты от замыканий на землю или выключателя на поврежденном присоединении, или при замыкании $K_3^{(1)}$ на шинах секции имеется опасность повреждения заземляющих сопротивлений R в нейтрали дополнительного трансформатора ДТ (рис. 18.1, б). Для исключения этого на ДТ предусматривается защита нулевой последовательности (КА, КТ), действующая с выдержкой времени 0,6 с на отключение трансформатора (линии), питающего секцию 6 кВ.

Для электродвигателей механизмов карьеров, рудников, торфоразработок и других предприятий, где требуется по условиям безопасности незамедлительное отключение замыкания на землю даже

при очень малых значениях тока в месте повреждения (0,3...0,5 А) рекомендуется применять более чувствительную направленную РЗ от замыканий на землю типа ЗЗП-1 или ЦР, имеющие данную функцию. Эта защита не требует отстройки от собственного емкостного тока двигателя и поэтому является более чувствительной.

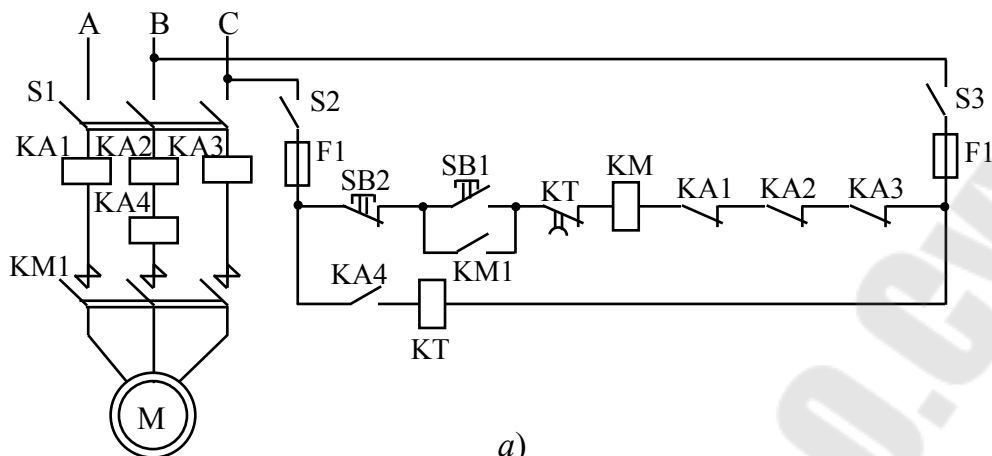
18.2. Защита минимального напряжения (ЗМН)

Защита минимального напряжения устанавливается на электродвигателях, которые необходимо отключать при понижении напряжения для обеспечения самозапуска ответственных электродвигателей, а также электродвигателей, самозапуск которых при восстановлении напряжения недопустим по условиям техники безопасности или особенностям технологического процесса.

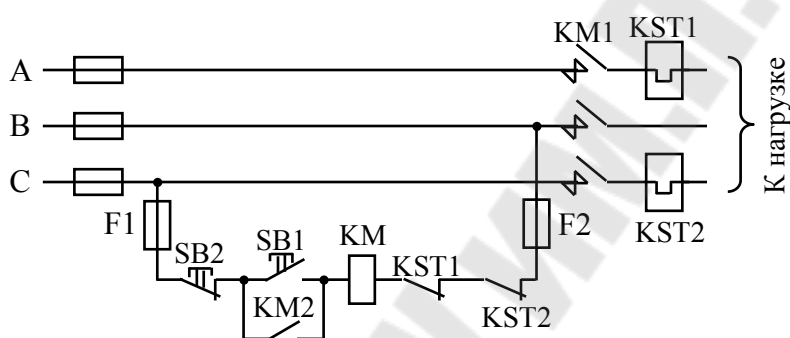
Отключение электродвигателей при исчезновении напряжения обеспечивается установкой одного реле минимального напряжения, включенного на линейное напряжение. Существенным недостатком такой РЗ минимального напряжения является возможность ее неправильной работы в случае обрыва цепей напряжения. Поэтому РЗ с одним реле напряжения применяется для неответственных электродвигателей. Обычно применяется ЗМН с контролем снижения напряжения одновременно в трех фазах. Напряжение срабатывания реле минимального напряжения принимается порядка $0,7U_{ном}$. Выдержки времени на отключение: 0,5...1,5 с – для неответственных электродвигателей, 10-15 с – для ответственных.

18.3. Защита электродвигателей напряжением до 1000 В

Защиту электродвигателей напряжением 380 и 220 В осуществляют, исходя из тех же требований, что и к электродвигателям более высоких напряжений. Для этих электродвигателей применяются мгновенная РЗ от междуфазных КЗ, РЗ от перегрузки и РЗ минимального напряжения. Защита от КЗ может осуществляться с помощью плавких предохранителей, при этом в качестве коммутационного аппарата используется трехфазный магнитный пускатель (контактор).



a)



б)

Рис. 18.2. Схема защиты электродвигателя напряжением до 1800 В с магнитным пускателем

Магнитными пускателями называются трехфазные коммутационные аппараты низкого напряжения (контакторы), предназначенные для дистанционного управления трехфазными электродвигателями и рассчитанные на разрыв нормального рабочего тока двигателя и тока его перегрузки, но не тока КЗ. Отключение токов КЗ при применении магнитного пускателя возлагается на включаемые последовательно с ним предохранители или автоматические выключатели. Схема включения с помощью пускателя и защиты предохранителями показана на рис. 18.2. Магнитные пускатели в большинстве случаев не имеют защелки и во включенном положении удерживаются действием электромагнита KM, обмотка которого подключена на напряжение питания. Включение магнитного пускателя осуществляется нажатием кнопки SB1. При этом замыкается цепь обмотки удерживающего электромагнита, якорь которого притягивается и замыкает механически связанные с ним силовые контакты. Кнопка SB1 имеет самовозврат, поэтому после ее размыкания цепь обмотки электромагнита ос-

тается замкнутой через вспомогательный контакт КМ1, шунтирующей кнопку SB1. Для отключения пускателя вручную служит кнопка SB2, при нажатии которой разрывается цепь удерживания электромагнита, и якорь его, отпадая, размыкает силовые контакты КМ1. При понижении напряжения питающей сети электромагнит отпадает и электродвигатель отключается, чем осуществляется защита минимального напряжения. После восстановления напряжения магнитный пускатель сам включиться не может – включение его должно вновь осуществляться вручную. Защита электродвигателя от перегрузки выполняется тепловыми реле КА1-КА4. Тепловые реле настраиваются таким образом, чтобы они не срабатывали от токов, проходящих при пуске и самозапуске электродвигателя.

Схема включения цепей магнитного пускателя, приведенная на рис. 18.2, применяется для защиты неотчетственных электродвигателей, подверженных технологической перегрузке. В случае, если электродвигатель не подвержен перегрузкам, из схемы исключаются контакты тепловых реле. На ответственных электродвигателях, которые не должны отключаться при снижении напряжения, вместо кнопок управления SB1 и SB2 устанавливается однополюсный рубильник (выключатель), которым производится включение и отключение электродвигателя. После восстановления напряжения магнитный пускатель вновь включается, так как рубильник остается замкнутым.

На более мощных электродвигателях применяются автоматические воздушные выключатели. Автоматы имеют катушки включения и отключения, а также встроенные реле прямого или косвенного действия. Они остаются включенными при снятии напряжения питания. В последних вариантах автоматов для двигателей большой мощности используются выносные аналоговые или микропроцессорные устройства защиты, действующие на электромагнит отключения.

Защита от междуфазных КЗ осуществляется в простейшем случае электромагнитными расцепителями мгновенного срабатывания – отсечкой автоматического выключателя, которая резервируется расцепителем с зависимой характеристикой выдержки времени. В случаях, когда встроенные в автоматический выключатель расцепители не обеспечивают надежной защиты электродвигателя, применяется выносная защита в виде токовой отсечки с реле тока, подключенным к ТТ двух фаз, действующая без выдержки времени на независимый расцепитель. При выполнении защиты электродвигателей от КЗ необходимо учитывать, что сети 380 В работают с заземленной нейтралью

и, следовательно, в этих цепях возможны все виды КЗ, в том числе и однофазные. Поэтому предохранители устанавливаются во всех фазах, а расцепители и токовые реле, с помощью которых осуществляется РЗ от КЗ, также должны реагировать на токи, проходящие во всех фазах и нулевом проводе.

Поскольку токи однофазного КЗ на землю в сети 380 В обычно меньше токов трехфазного КЗ, не всегда удастся обеспечить необходимую чувствительность электромагнитных расцепителей автоматических выключателей к однофазным КЗ. При этом для РЗ от однофазных КЗ используется чувствительное токовое реле, например типа РТ-40/0,2, присоединенное к ТТНП, надеваемому на силовой кабель, питающий электродвигатель. Так, выносную РЗ от однофазных КЗ на землю рекомендуется устанавливать на электродвигателях, питающихся от трансформаторов собственных нужд со схемой соединения обмоток Δ/Y_0 , у которых уставка отсечки автоматического выключателя 4000 А и более. Такая же РЗ рекомендуется для электродвигателей с уставкой токовой отсечки автоматического выключателя 2000 А и более, питающихся от трансформаторов собственных нужд со схемой соединения обмоток Y/Y_0 , у которых токи однофазных КЗ на землю значительно меньше, чем у трансформаторов со схемой соединения обмоток Δ/Y_0 . Вследствие значительного загробления отсечки автоматического выключателя по условию отстройки от пускового тока электродвигателя, часто не удастся обеспечить необходимую чувствительность защиты от перегрузки с помощью тепловых расцепителей, имеющих зависимую характеристику. В этом случае РЗ от перегрузки выполняется с помощью реле тока и времени.

В отдельных случаях на электродвигателях устанавливается специальная РЗ от работы на двух фазах, действующая на отключение электродвигателя. Применение такой РЗ допускается на электродвигателях, защищенных от КЗ плавкими предохранителями и не имеющих действующей на отключение РЗ от перегрузки. Защита от режима работы двумя фазами осуществляется с помощью реле типа ЕЛ. Эта защита работает по факту появления напряжения обратной последовательности. Реле подключается после питающего пускателя (автомата).

18.4. Специальные выносные защиты двигателей 0,4 кВ

В качестве примеров рассмотрим реле *MiCOM* P211 и микропроцессорного блока защит типа БЗ-03.

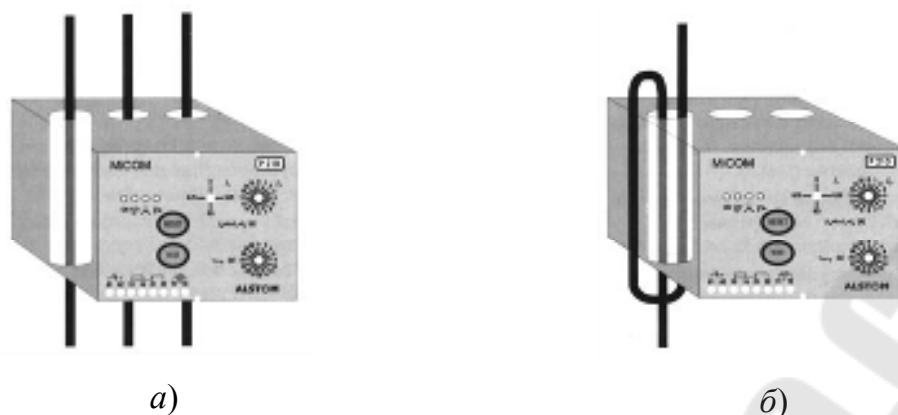


Рис. 18.3. Схема подключения для двигателей с $I_n > \min I_6$ (а) и для двигателей с $I_n < \min I_6$ (б)

Внешний вид реле MiCOM P211 и его подключение показаны на рис. 18.3. Реле MiCOM P211 защищает от: коротких замыканий; перегрузок; недогрузок; несимметричного режима; исчезновения фазы питания; перегрева двигателя; замыканий на землю (P211R); излишнего простоя и ремонта, обусловленного неисправностью защиты двигателя. Реле включается непосредственно в силовые цепи двигателя, для чего в корпусе реле имеются отверстия для пропуска трех фаз двигателя. Если двигатель маломощный, то чувствительность защиты можно повысить, пропустив провод в отверстие несколько раз. Количество витков определяется отношением номинального (базисного) тока двигателя к минимальной уставке. Так при номинальном токе двигателя равном 2,5 А можно пропустить 2 витка, и выполнить уставку $2,5 \cdot 2 = 5$ А.

Если номинальный ток двигателя превышает 80 А, то устанавливаются трансформаторы тока, а их вторичные цепи должны проходить через реле. Первичный ток ТТ должен быть равен или больше $0,8 \cdot I_{\text{ном}}$.

Защита имеет тепловую память: при токе нагрузки, превышающем $0,9 \cdot I_6$ защита начинает фиксировать нагрев двигателя и постепенно переходит на характеристику нагретого двигателя. Тепловое состояние нагретого двигателя принимается за 50 %. Таким образом, защита обеспечивает выполнение требований ПТЭ о возможности пуска двигателя 2 раза из холодного состояния и 1 раз из горячего.

Защита от несимметрии при неполнофазном режиме срабатывает при несимметрии, превышающей 10...50 % согласно заданной уставке (обрыв фазы – 100 % несимметрия).

Уставка токовой отсечки может быть выполнена в пределах $(5...12) \cdot I_{\sigma}$, выдержка времени 0,1 с.

Защита минимального тока вводится для отключения двигателя в случае его расцепления с приводимым механизмом, или прекращения подачи материала в приводимый механизм. Применение такой защиты не обязательно и диктуется обычно требованиями технологического процесса.

Защита от повышения температуры использует встроенные внутри двигателя датчики температуры – терморезисторы, общим сопротивлением 1500 Ом в холодном состоянии. Защита срабатывает при увеличении сопротивления до величины 4000 Ом.

Имеется реле защиты специально предназначенное для подключения на трансформаторы тока: *MiCOM P211R*. В состав функций реле входит дополнительно защита от замыканий на землю. Такое реле целесообразно применять для двигателей напряжением 3-10 кВ.

Защита двигателей переменного тока с применением микропроцессорного блока защит типа БЗ-03. Блок защиты электродвигателя БЗ-03 (БЗ) предназначен для защиты трёхфазных электродвигателей от перегрузок или обрыва фазы. Защита осуществляется путём выключения электродвигателя при возникновении аварийных режимов.

Устройство и принцип действия БЗ

БЗ состоит из микроконтроллера и датчиков тока. Датчики тока служат для преобразования токов в цепях питания двигателя в напряжение. Первичные цепи датчиков тока образуются проводами, пропускаемыми через тороидальные магнитопроводы датчиков тока. По измеренным значениям токов выявляются аварийные режимы работы двигателя: обрыв фазы и перегрузка по току. Клавиатура в устройстве предназначена для установки параметров защиты в цифровой форме. Параметры в процессе ввода отображаются на индикаторе, а по окончании ввода записываются во внутреннюю энергонезависимую память данных. В этой же энергонезависимой памяти накапливаются сведения о количестве аварийных отключений двигателя отдельно по токовой перегрузке и по обрыву фазы. Количества отключений по названным причинам отображаются на индикаторе во время нажатия соответствующих кнопок.

Расположение кнопок на панели управления показано на рис. 18.4.

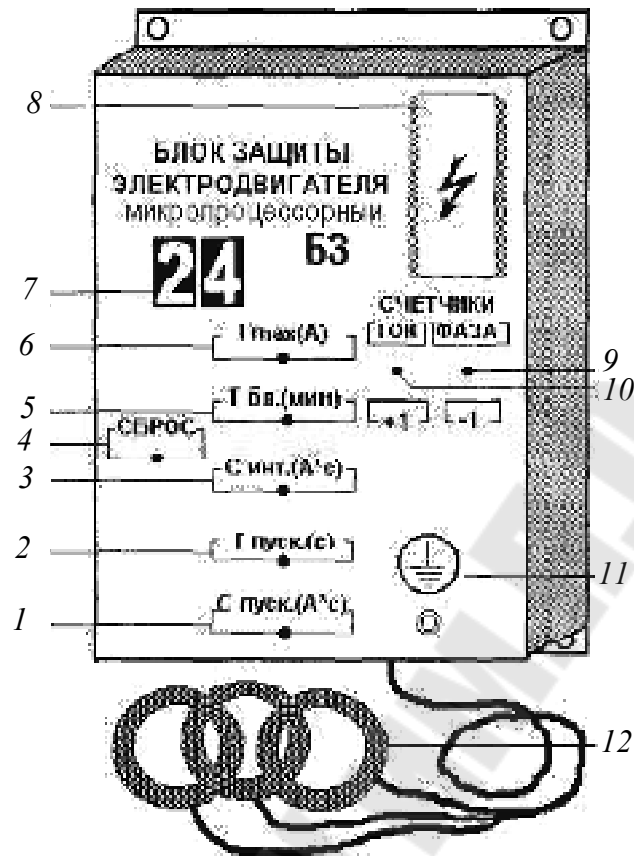


Рис. 18.4. Общий вид БЗ-03

- 1 – кнопка задания и вызова константы пусковой;
- 2 – кнопка задания и вызова времени пуска;
- 3 – кнопка задания и вызова константы рабочей;
- 4 – кнопка задания и вызова времени блокировки;
- 5 – кнопка сброса блокировки;
- 6 – кнопка задания и вызова максимального рабочего тока;
- 7 – индикатор двузначный;
- 8 – крышка защиты клеммника;
- 9 – кнопка вызова индикации счётчика количества отключений по обрыву фазы и уменьшения значений параметров;
- 10 – кнопка вызова индикации счётчика количества отключений по токовой перегрузке и увеличения значений параметров;
- 11 – болт заземления;
- 12 – датчики тока

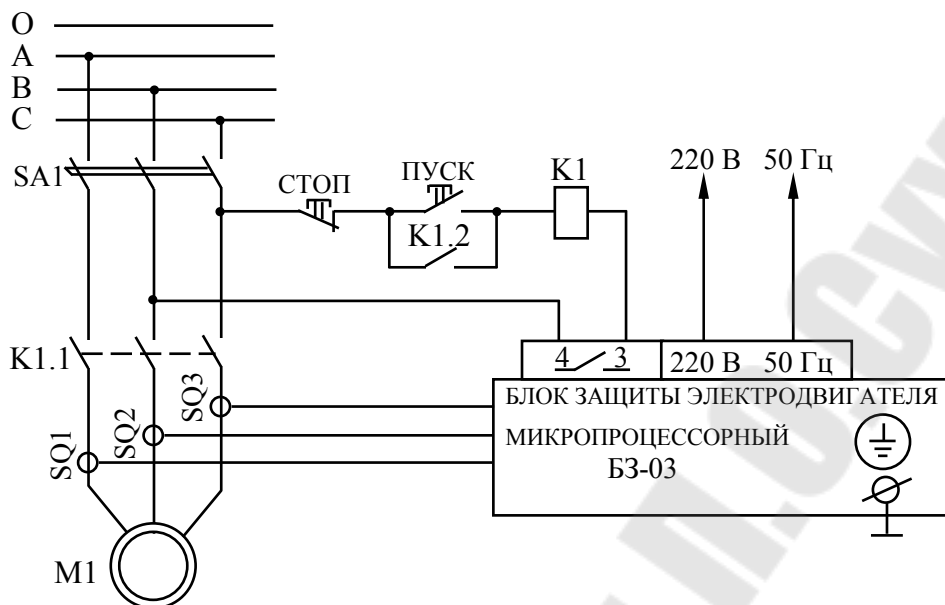


Рис. 18.5. Схема подключения БЗ: К1 – пускатель магнитный; М1 – электродвигатель; SA1 – выключатель автоматический; SQ1...SQ3 – датчик тока

18.6. Особенности защиты синхронных двигателей

При рассмотрении РЗ синхронных электродвигателей необходимо учитывать их особенности:

Пуск большинства синхронных электродвигателей производится при отсутствии возбуждения прямым включением в сеть. Для этой цели на роторе синхронного электродвигателя предусматривается дополнительная короткозамкнутая обмотка, выполняющая во время пуска ту же роль, что и в короткозамкнутом роторе асинхронного электродвигателя. Когда скольжение электродвигателя приближается к нулю, включается возбуждение, и электродвигатель втягивается в синхронизм под влиянием появляющегося при этом синхронного момента.

Во время пуска синхронный электродвигатель потребляет из сети повышенный ток, который по мере уменьшения скольжения затухает, так же как и у асинхронного электродвигателя.

Для уменьшения понижения напряжения и пусковых токов мощные синхронные электродвигатели пускаются через реактор, который затем шунтируется. Защиты синхронных электродвигателей должны быть отстроены от токов, возникающих при их пуске или самозапуске, имеющем место при восстановлении напряжения в сети.

Момент синхронного электродвигателя зависит от напряжения

сети U_d , ЭДС электродвигателя E_d и угла сдвига δ между U_d и E_d . Без учета потерь в статоре и роторе:

$$M_d = U_d \cdot E_d \sin \delta / X_d, \quad (18.28)$$

где X_d – синхронное сопротивление двигателя.

При постоянных значениях U_d и E_d каждой нагрузке электродвигателя соответствует определенное значение угла δ . В случае понижения напряжения в сети, как следует из выражения (18.28), момент M_d уменьшается. Если при этом он окажется меньше момента сопротивления M_c механизма, то устойчивая работа синхронного электродвигателя нарушается, возникают качания и электродвигатель выходит из синхронизма. Нарушение устойчивости возможно также при перегрузке электродвигателя (увеличение δ) или снижении возбуждения (уменьшение E_d).

Эффективным средством повышения устойчивости электродвигателя является форсировка возбуждения, увеличивающая его ЭДС. Опыт показывает, что при глубоких понижениях напряжения (до нуля) синхронные электродвигатели, работающие с номинальной нагрузкой, выходят из синхронизма, если перерыв питания превышает 0,5 с.

При нарушении синхронизма частота вращения электродвигателя уменьшается, и он переходит в асинхронный режим. При этом в пусковой обмотке и цепи ротора появляются токи, создающие дополнительный асинхронный момент, под влиянием которого синхронный электродвигатель может остаться в работе с некоторым скольжением.

Токи, появляющиеся в статоре, роторе и пусковой обмотке электродвигателя при асинхронном режиме, вызывают повышенный нагрев их, поэтому длительная работа синхронных электродвигателей в асинхронном режиме с нагрузкой более 0,4...0,5 номинальной недопустима.

В связи с этим, появляется необходимость в специальной РЗ от асинхронного режима, которая должна реализовать мероприятия, обеспечивающие ресинхронизацию электродвигателя или отключить его. Ресинхронизация состоит в том, что с электродвигателя снимается возбуждение (при этом его асинхронный момент повышается и скольжение уменьшается), через некоторое время включается возбуждение, и электродвигатель вновь втягивается в синхронизм. Признаком нарушения синхронизма электродвигателя является появление

колебаний тока в статоре и переменного тока в роторе.

Исследования и опыт эксплуатации показывают, что после отключения КЗ или включения резервного источника питания многие синхронные электродвигатели могут самозапускаться, т. е. вновь (сами) втягиваться в синхронизм. Самозапуск синхронных электродвигателей возможен, если после восстановления напряжения асинхронный момент электродвигателя настолько увеличится, что он сможет снова втянуться в синхронизм.

18.5. Защиты, применяемые на синхронных двигателях

На синхронных электродвигателях устанавливаются следующие РЗ:

- от междуфазных повреждений в статоре;
- от замыканий обмотки статора на землю;
- от перегрузки;
- от асинхронного хода;
- от понижения напряжения в сети.

Защита от междуфазных повреждений выполняется мгновенной в виде токовой отсечки или продольной дифференциальной защиты по такой же схеме, как у асинхронных электродвигателей. Отличие заключается в том, что РЗ синхронного электродвигателя одновременно с отключением выключателя двигателя включает автомат гашения поля АГП. Ток срабатывания отсечки отстраивается от пусковых токов и токов самозапуска электродвигателя. Крупные электродвигатели оборудуются продольной дифференциальной РЗ в двухфазном исполнении. Защита от замыканий обмотки статора на землю применяется при токах замыкания на землю более 5 А. Защита от перегрузки обычно выполняется совмещенной с РЗ от асинхронного хода (рис. 18.6).

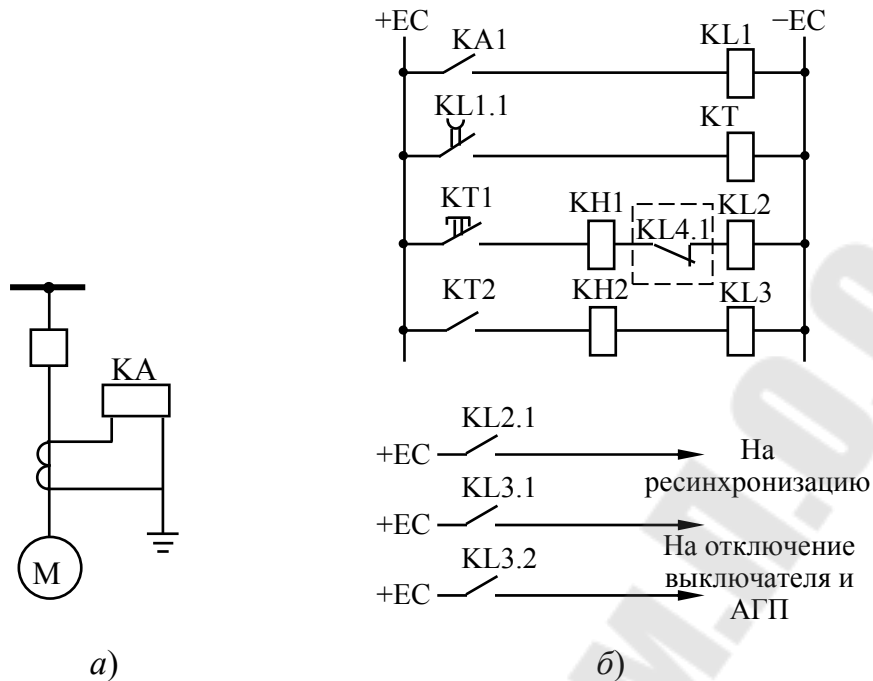


Рис.18.6. Схема защиты синхронного электродвигателя от асинхронного режима на электромеханических реле: а – цепи тока; б – цепи постоянного оперативного тока

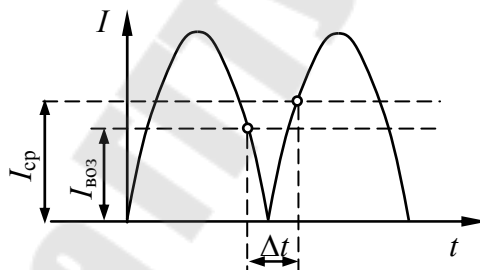


Рис.18.7. Изменение тока статора синхронного электродвигателя при асинхронном режиме

В качестве пускового органа в схеме РЗ от асинхронного режима и перегрузки используется токовое реле КА типа РТ-40. Это реле воздействует при срабатывании на промежуточное реле KL1 контакты которого KL1.1 в цепи реле времени КТ замыкаются мгновенно, а размыкаются с замедлением. При асинхронном режиме реле времени КТ не успевает возвратиться за время Δt спада тока между циклами качаний (рис. 18.7) и постепенно, за несколько периодов качаний набирает время и срабатывает на отключение. Для надежной работы РЗ время возврата $t_{\text{воз}}$ якоря промежуточного реле KL1 должно быть больше времени Δt (рис. 18.7), в течение которого ток качаний не-

достаточен для действия реле, т. е. $t_{\text{воз}} > \Delta t$. Выдержка времени РЗ выбирается больше времени затухания пусковых токов электродвигателя. Как показал опыт эксплуатации устройство защиты двигателя от перегрузки должно иметь выдержку на возврат ИО защиты порядка 0,5 с, что позволяет ее успешно использовать в качестве защиты от асинхронного режима.

Реле времени КТ имеет две выдержки времени. По истечении первой выдержки времени замыкается контакт КТ1, после чего промежуточное реле КЛ2 подает команды на осуществление ресинхронизации.

В случае, если ресинхронизация не происходит и качания тока продолжают, замыкаются контакты реле времени КТ2, после чего промежуточное реле КЛ3, замкнув свои контакты, подает команды на отключение выключателя и АГП.

Для предотвращения срабатывания РЗ при форсировке возбуждения, когда увеличивается ток статора, цепь обмотки реле времени размыкается контактом КЛ4.1. На синхронных двигателях большой мощности в качестве защиты от асинхронного режима возможно применение реле сопротивления, как на генераторах.

Уставка по току такой комбинированной защиты выбирается так же как обычная защита от перегрузки: ток срабатывания по формуле (17.6), выдержка времени отстраивается от времени пуска двигателя с учетом времени возврата реле КЛ1:

$$t_{\text{с.з.}} = t_{\text{сам}} + t_{\text{воз.КЛ1}} + t. \quad (18.2)$$

Учитывая возможность затягивания процесса разворота двигателя, время запаса (t_3) принимается равным 2...3 с.

Время возврата реле КЛ1 должно перекрывать время возврата токового реле в период асинхронного режима: $t_{\text{воз.КЛ1}} > \Delta t$. Можно принять $t_{\text{воз.КЛ1}}$ равным 0,5...0,7 с.

В устройстве *MiCOM P241* имеется защита, предназначенная для выявления асинхронного режима, действующая по величине коэффициента мощности $\cos\phi$. Эта защита способна четко выявить отключение возбуждения и переход двигателя в асинхронный режим без возбуждения.

Защита минимального напряжения выполняется так же, как на асинхронных электродвигателях.

Выбор защиты минимального напряжения для отключения СД

Как правило, синхронный двигатель не допускает подачи несинхронного напряжения в случае, если возбуждение его включено (во избежание его включения в противофазу). Поэтому при исчезновении напряжения или его посадке, синхронные двигатели должны отключаться от сети, а после восстановления напряжения могут включаться вновь, если их включение необходимо, и они имеют схему автоматического повторного пуска. Возможен также их перевод в асинхронный режим отключением возбуждения, и подачей возбуждения после появления напряжения.

С целью предотвращения подачи напряжения на возбужденные синхронные двигатели, автоматика, которая подает напряжение на шины, должна выполняться с контролем отсутствия напряжения, (достаточно $0,3U_{\text{НОМ}}$). Недопустимо, например, выполнение АВР только по признаку отключения выключателя питающего ввода.

Защита минимального напряжения для синхронного двигателя выбирается как 1-я ступень минимального напряжения для асинхронных двигателей:

$$U \leq 0,7U_{\text{НОМ}}; \quad t = 0,5 \text{ с.} \quad (18.3)$$

Отключение синхронных двигателей при понижении частоты

Для ускорения подачи напряжения с помощью устройств АВР или АПВ целесообразно отключать двигатели автоматикой понижения частоты. После отключения питающего напряжения двигатель быстро тормозится, и частота напряжения, которое синхронный двигатель генерирует на шины, быстро падает. При быстром его отключении, сразу исчезает напряжение подпитки и пускается схема АВР (АПВ).

При выборе уставки по частоте, следует иметь в виду другую автоматику, которая установлена в питающей системе – автоматическая частотная разгрузка (АЧР). Поэтому, уставка отключения СД по частоте должна быть отстроена от самой низкой уставки быстродействующей АЧР, которая в настоящее время равна 46,5 Гц и 0.5с. Если двигатель сам подключен к какой-то очереди АЧР, в качестве уставки можно принять уставку этой очереди. Если нет, можно принять уставку по частоте равной: 46 Гц и 0,5 с. Существует так же автоматика, блокирующая АЧР при реверсе активной мощности синхронных двигателей.

18.6. Зарубежные защиты двигателей

Фирма GE. Реле *MIG* – содержит токовую отсечку, максимальную защиту, защиту от замыканий на землю с выдержкой и без выдержки времени, защиту от перегрузки, от несимметрии по фазам, защиту от длительного пуска и застревания ротора. *M60*-реле содержит дифференциальную защиту, токовую отсечку, защиту от замыканий на землю с выдержкой и без выдержки времени, защиту от перегрузки, по току обратной последовательности, защиту от повышения и понижения напряжения. повышения напряжения обратной последовательности.

Фирма ABB. Реле *REM 543* может включать в себя три ступени токовой защиты, две ступени токовой защиты с блокировкой по напряжению, три ступени направленной или ненаправленной токовой защиты от замыканий на землю, дифференциальную защиту, защиту от перегрузки и несимметричного режима, двухступенчатую защиту от повышения и понижения напряжения, двухступенчатую защиту от повышения напряжения обратной последовательности, защиту пусковых режимов двигателя, защиту от реверса фаз.

Фирма SIEMENS. Реле *7SJ551* – содержит токовую отсечку, максимальную защиту, защиту от замыканий на землю с выдержкой и без выдержки времени, защиту от перегрузки, от сброса нагрузки, по току обратной последовательности, защиту пусковых режимов двигателя, защиту от повышения и понижения напряжения. Реле *7SJ60* – содержит токовую отсечку, максимальную защиту, защиту от замыканий на землю с выдержкой и без выдержки времени, защиту от перегрузки, от сброса нагрузки, по току обратной последовательности, защиту пусковых режимов двигателя. Реле *7UT512 / 513* – содержит дифференциальную защиту, токовую отсечку, защиту от замыканий на землю с выдержкой и без выдержки времени, защиту от перегрузки, реле *7UT513* имеет также чувствительную защиту от замыканий на землю на принципе сравнения токов нулевой последовательности. Реле *SEL*. *SEL 501* – содержит токовую защиту, защиту от замыканий на землю, защиту от перегрузки симметричным током и током обратной последовательности, защиту обратной последовательности. Реле *SEL 387A* – содержит дифференциальную защиту, токовую защиту, защиту от замыканий на землю, защиту по току обратной последовательности.

Контрольные вопросы

1. Как осуществляется защита и выбираются уставки защиты от замыканий на землю двигателей?
2. Какие защиты должны иметь синхронные двигатели в соответствии с ПУЭ?
3. Какие защиты должны иметь асинхронные двигатели напряжением 0.4 кВ?
4. Как осуществляется защита и выбираются уставки защиты минимального напряжения двигателей?
5. Каковы особенности защиты синхронных двигателей?
6. Основные характеристики цифровых реле зарубежных фирм для защиты двигателей.

11. ЗАЩИТА КОНДЕНСАТОРНЫХ УСТАНОВОК И СБОРНЫХ ШИН

ЛЕКЦИЯ № 19

Содержание лекции

- 19.1. Защита конденсаторных установок (КУ)
- 19.1.1. Назначение и виды повреждений конденсаторных установок.
- 19.1.2. Схемы соединений КУ и принцип действия защит КУ.
- 19.1.3. Релейная защита БСК.
- 19.1.4. Выбор аппаратуры для защиты БСК
- 19.2. Защита сборных шин
- 19.2.1. Виды повреждений шин.
- 19.2.2. Дифференциальная защита шин
- 19.2.3. Неполная дифференциальная защита шин
- 19.2.4. Автоматическое повторное включение шин.

19.1. Защита конденсаторных установок (КУ)

19.1.1. Назначение КУ и виды повреждений конденсаторных установок. Батареи статических конденсаторов (БСК) используются для следующих целей:

- компенсация реактивной мощности в сети,
- регулирование уровня напряжения на шинах,
- выравнивание формы кривой напряжения в схемах управления с частотным регулированием или в выпрямительно-инверторных системах.

Передача реактивной мощности по линии электропередачи приводит к снижению напряжения, особенно заметному на воздушных линиях электропередачи, имеющих большое реактивное сопротивление. Кроме того, дополнительный ток, протекающий по линии, приводит к росту потерь электроэнергии. Если активную мощность нужно передавать именно такой величины, которая требуется потребителю, то реактивную можно генерировать на месте потребления. Для этого и служат конденсаторные батареи. Наибольшее потребление реактивной мощности имеют асинхронные двигатели. Поэтому при выдаче технических условий потребителю, имеющему в составе нагрузки значительную долю асинхронных двигателей, обычно предлагается довести $\cos\varphi$ до величины 0,95. При этом снижаются потери активной мощности в сети и падение напряжения на линии электропередачи. В ряде случаев вопрос можно решить применением синхрон-

ных двигателей. Однако более простым и дешевым способом получения такого результата является применение БСК.

При минимальных нагрузках системы, может создаться положение, когда конденсаторная батарея создает избыток реактивной мощности. В этом случае излишняя реактивная мощность направляется обратно к источнику питания, при этом линия опять загружается дополнительным реактивным током, увеличивающим потери активной мощности. Напряжение на шинах растет и может оказаться опасным для оборудования. Поэтому очень важно иметь возможность регулирования мощности батареи конденсаторов. В простейшем случае в минимальных режимах нагрузки можно отключить БСК. Такое регулирование является регулированием скачком. Иногда этого недостаточно и батарею делают состоящей из нескольких БСК, каждую из которых можно включить или отключить отдельно. Такое регулирование является ступенчатым регулированием.

Основной вид повреждений конденсаторных установок - пробой конденсаторов – приводит к междуфазному КЗ.

В условиях эксплуатации возможны также ненормальные режимы, связанные с перегрузкой конденсаторов высшими гармоническими составляющими тока и повышением напряжения.

19.1.2. Схемы соединений КУ и принцип действия защит КУ. Конденсаторные батареи могут применяться на напряжение 0,4 кВ, 6 кВ, 10 кВ, 35 кВ, 110 кВ.

Конденсаторная батарея состоит обычно не из одного конденсатора в фазе, а сразу из нескольких, которые и образуют батарею. Количество конденсаторов в батарее зависит от необходимой мощности БСК и мощности одного конденсатора и от его номинального напряжения. Существуют конденсаторы, рассчитанные на полное напряжение сети 6 или 10 кВ. Такие конденсаторы включаются обычно по схеме треугольника, так как напряжение на них определяется линейным напряжением.

Таковы, например установки компенсации реактивной мощности КРМ-6, КРМ-10 производства фирмы «Электротехника» г. Санкт-Петербург. Они собираются из конденсаторов напряжением 6-10 кВ. Каждая ячейка представляет шкаф с конденсаторами мощностью 450 квар, имеющий предохранитель ПКТ-102 в цепи каждой фазы. Из таких шкафов может быть набрана батарея общей мощностью до 3150 квар. Схема одной ячейки конденсаторной батареи показана на рис. 19.1.

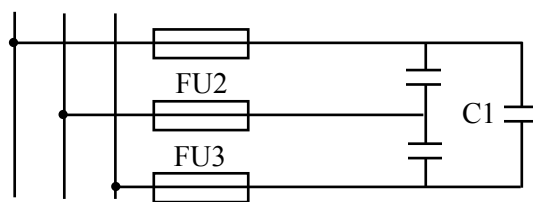


Рис. 19.1. Схема одной ячейки конденсаторной батареи КРМ-6 (КРМ-10), FU1 – FU3 – предохранители ПКТ-102, C1 – конденсаторы

Внутри конденсаторов имеется разрядное сопротивление для его разряда после снятия напряжения. Набор из одного или нескольких шкафов подключается к секции шин через выключатель.

БСК может быть выполнена из конденсаторов, не рассчитанных на полное рабочее напряжение. Так, например, широко распространены конденсаторы наружной установки КС-2-1.05-60 с номинальным напряжением 1,05 кВ. В этом случае батарею необходимо собирать из группы последовательно соединенных конденсаторов. Для уменьшения количества последовательных элементов батарея соединяется в звезду и на каждую группу, таким образом, приходится фазное напряжение. Конденсаторы соединяются параллельно в ряды из одинакового количества конденсаторов, ряды собираются последовательно таким образом, чтобы на каждый конденсатор приходилось допустимое напряжение. Каждый конденсатор имеет собственный отдельный предохранитель, который перегорает при замыкании внутри конденсатора. Количество конденсаторов в ряду выбираются, исходя из получения необходимой мощности. Минимальное количество конденсаторов в ряду определяется не только мощностью батареи, но и величиной напряжения на один конденсатор. Нейтраль батареи конденсаторов 6-35 кВ изолирована и может смещаться при неравенстве сопротивлений конденсаторов подключенных к фазам. Существуют батареи конденсаторов напряжением 110 кВ, нейтраль у которых заземлена и смещения ее происходить не может.

Рассмотрим более подробно вопросы выбора количества конденсаторов и напряжения на них. Количество рядов конденсаторов определяется величиной фазного напряжения и допустимым напряжением на конденсатор. В каждом ряду находится одинаковое количество конденсаторов, поэтому сопротивление каждого ряда одинаково, напряжение, приходящееся на каждый ряд также одинаково и не должно превысить номинальное напряжение конденсатора.

$$U_{\text{кон}} = U_{\text{ф.мах}} / n < U_{\text{ном}} \quad (19.1)$$

Расчетное максимальное напряжение составляет $1,1 \cdot U_{\text{ном}}$. Максимальное линейное напряжение, кВ: 6,6 – для сети 6 кВ, 19,0 – для сети 10 кВ, 38,5 – для сети 35 кВ. Им соответствуют фазные напряжения 3,8, 6,35, 22,2 кВ.

Таким образом, если использовать конденсаторы с номинальным напряжением 1,05 кВ, то необходимо выполнить не менее 4 рядов для сети 6 кВ, 7 рядов для сети 10 кВ, 22 ряда в для сети 35 кВ. Если в каком-то ряду отключился один из конденсаторов после перегорания его предохранителя, то сопротивление этого ряда возрастает. Если предположить в ряду по 2 конденсатора, то сопротивление этого ряда вырастет вдвое и соответственно на конденсаторе появится напряжение примерно вдвое большее. Это напряжение может превысить допустимое и повредится другой конденсатор этого ряда. Если предположить что в ряду было 4 конденсатора, то в ряду останется 3 и сопротивление, а также напряжение повысится примерно на 1/3. В принципе конденсаторы такое повышение напряжения допускают. Однако ПУЭ требуют, чтобы количество конденсаторов в ряду было таким, чтобы при отключении одного конденсатора, напряжение на оставшихся в ряду не превысило $110\% \cdot U_{\text{ном}}$.

На рис. 19.2 представлена схема включения БСК 10 кВ, составленная из конденсаторов КС-2-1.05-60. В каждой фазе батареи имеется 7 рядов конденсаторов на напряжение 1,05 кВ по 4 конденсатора в каждом ряду. Каждый конденсатор включается через собственный предохранитель. Расчетная мощность БСК – 4,9 мвар. Каждая фаза батареи зашунтирована однофазным измерительным трансформатором ОМ-1.25/10 (ТНА, ТНВ, ТНС), вторичные обмотки которых соединены в разомкнутый треугольник. На выходе треугольника появляется напряжение пропорциональное напряжению смещения нейтрали ($3U_0$), на которое включена балансная защита, специфическая для такой схемы БСК.

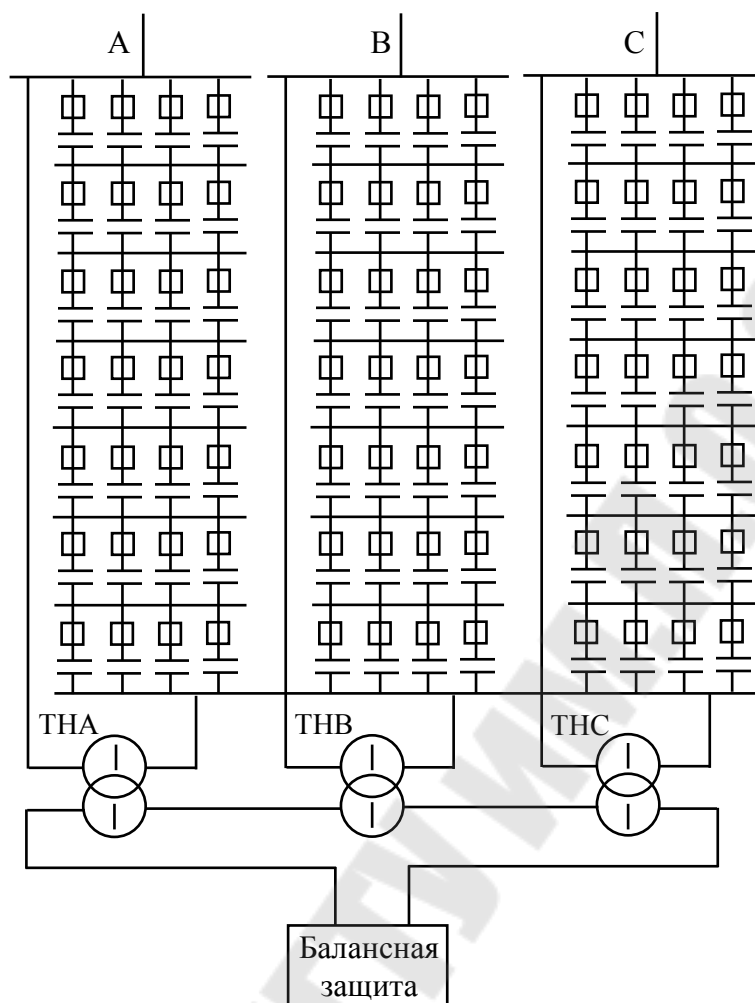


Рис.19.2. Схема включения БСК напряжением 10 кВ из конденсаторов КС-2-1.05-60

При одинаковых сопротивлениях фаз батареи, когда все конденсаторы исправны, напряжение нейтрали равно нулю. Если повредится один из конденсаторов, сопротивление этой фазы возрастает, нарушается баланс фазных напряжений и на выходе схемы появляется напряжение небаланса, на которое реагирует балансная защита.

Шунтирующие фазы ТН являются также разрядными сопротивлениями, разряжающими конденсаторы при снятии напряжения с батареи.

Из конденсаторов КС-2-1.05-60 может быть набрана и батарея напряжением 110 кВ. Такая батарея работает с глухозаземленной нейтралью и имеет 72 ряда конденсаторов типа КС-2-1.05-60. Фаза шунтируется трансформатором напряжения НКФ-110. Поскольку нейтраль заземлена наглухо, выполнить балансную защиту по старому принципу невозможно. Взамен этого выполняется дифференциальная

защита по напряжению. Для этой цели ряды конденсаторов делятся пополам и к середине подключается трансформатор напряжения НОМ–35.

Дифференциальная защита включается на разность напряжений двух ТН. Напряжения балансируются с помощью потенциометра, установленного со стороны НКФ-110, таким образом, чтобы в нормальном режиме напряжения, подаваемые от обеих ТН, равны и их разность равна нулю. При повреждении конденсатора в одной из частей схемы распределение напряжений изменяется и в реле дифференциальной защиты появляется напряжение небаланса.

При подаче напряжения на батарею возникает ток включения, зависящий от емкости батареи и сопротивления сети. Ориентировочно ток включения батареи определяется по формуле:

$$I_{\text{вкл}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном}} \sqrt{\frac{S_{\text{КЗ}}}{Q_{\text{ном}}}}, \quad (19.2)$$

где $I_{\text{вкл}}$ – амплитудное значение тока включения БСК;

$I_{\text{ном}}$ – номинальный ток БСК;

$S_{\text{КЗ}}$ – мощность КЗ на шинах, в месте установки БСК;

$Q_{\text{ном}}$ – номинальная мощность БСК.

Определим для примера ток включения батареи мощностью 4,0 Мвар, приняв мощность КЗ на шинах 10 кВ, к которым подключена батарея – 150 МВ·А:

– номинальный ток батареи: $I_{\text{ном}} = 4,0 / (\sqrt{3} \cdot 10) = 0,257 \text{ кА}$;

– амплитудное значение тока включения для выбора релейной защиты:

$$i_{\text{вкл}} = \sqrt{2} \cdot 0,257 \cdot \sqrt{(150/4,0)} = 2 \text{ кА} .$$

Операции с выключателем при отключении батареи часто являются определяющими при выборе выключателя. Выбор выключателя определяется по режиму повторного зажигания дуги в выключателе, когда между контактами выключателя может возникнуть удвоенное напряжение – напряжение заряда конденсатора с одной стороны и напряжение в сети в противофазе с другой стороны. Ток повторного зажигания для выключателя получается умножением тока включения на коэффициент перенапряжения $K_{\text{п}}$. Если используется выключатель того же напряжения, что и БСК, коэффициент $K_{\text{п}}$ равняется 2,5. Часто для включения батареи 6-10 кВ используют выключатель повы-

шенного напряжения 35 кВ. В этом случае коэффициент K_{Π} равняется 1,25. Таким образом, ток повторного зажигания дуги:

$$I_{\text{пз}} = K_{\Pi} \cdot I_{\text{вкл}}. \quad (19.3)$$

При выборе выключателя его номинальный ток (амплитудное значение) должен быть равен или больше расчетного отключаемого тока при повторном зажигании. Расчетный отключаемый ток зависит от типа выключателя и равен:

$I_{\text{откл.расч}} = I_{\text{пз}}$ для воздушных, вакуумных и элегазовых выключателей;

$I_{\text{откл.расч}} = I_{\text{пз}}/0,3$ для масляных выключателей.

19.1.3. Релейная защита БСК

Токковая отсечка является основной защитой от междуфазных КЗ в батарее. Ток срабатывания токовой отсечки для быстродействующих защит (например, на РТ-40 без дополнительной задержки) выбирается по условию отстройки от амплитудного тока включения.

$$I_{\text{сз}} = K_{\text{н}} \cdot I_{\text{вкл}}. \quad (19.4)$$

где $K_{\text{н}} = 1,5$ – коэффициент надежности;

$I_{\text{вкл}}$ – ток включения определенный по формуле (19.2).

Для микропроцессорных защит, в которых вычисляется действующее значение за период и имеющих время срабатывания 0,05 с, можно определить ток срабатывания по действующему значению тока: $I_{\text{вкл.действ.}} = I_{\text{вкл}}/\sqrt{2}$.

Проверяется чувствительность отсечки по току двухфазного КЗ на выводах при КЗ в минимальном режиме:

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{КЗmin}}^{(2)} / I_{\text{сз}}. \quad (19.5)$$

Коэффициент чувствительности должен быть не менее 2.

Если требуемая чувствительность не обеспечивается, то дополнительно к токовой отсечке предусматривается вторая ступень с выдержкой времени 0,3-0,5 с. Ток срабатывания выбирается, исходя из условия обеспечения необходимой чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = 2I_{\text{сз}} = I_{\text{КЗmin}}^{(2)} / 2. \quad (19.6)$$

Максимальная токовая защита. Ток срабатывания МТЗ выбирается по условию отстройки от номинального тока батареи.

$$I_{сз} = K_{н} \cdot I_{ном} / K_{в} . \quad (19.7)$$

где $K_{н}$ – коэффициент надежности принимается равным 1,2.

Коэффициент возврата соответствует применяемой аппаратуре:

– для реле РТ 40: $I_{сз} = 1,2 \cdot K_{н} \cdot I_{ном} / 0,8 = 1,5 \cdot I_{ном}$;

– для микропроцессорных защит с $K_{в} = 0,95$: $I_{сз} = 1,25 \cdot I_{ном}$.

Еще одним условием выбора уставки максимальной токовой защиты, является требование выполнения защиты от перегрузки токами высших гармоник с током равным $1,3 \cdot I_{ном}$. Максимальная токовая защита вполне может выполнить эту функцию, если на ней можно установить соответствующую уставку. Реле, применяемое для этой цели, должно реагировать на токи высших гармоник. К таким реле относятся все типы микропроцессорных защит.

Токовые защиты выполняются в трехфазном трехрелейном исполнении для БСК 35-110 кВ и в двухфазном двухрелейном для БСК 6-10 кВ.

Защита от замыканий на землю. Защита от замыканий на землю выполняется по току нулевой последовательности, так же как и защита других фидеров. Реально ее можно выполнить на трансформаторе тока нулевой последовательности при наличии кабельного ввода на батарею.

Защита от повышения напряжения. Защита от повышения напряжения действует при повышении напряжения свыше допустимого 110 % номинального. Отключение батареи производится с выдержкой времени 3-5 минут. При срабатывании защиты от повышения напряжения повторное включение батареи разрешается после снижения напряжения в сети до номинального, но не ранее чем через пять минут.

$$U_{сз} = 1,1 \cdot U_{ном} ; t_{сз} = 3 \dots 5 \text{ мин} .$$

В данном случае за номинальное напряжение принимается номинальное напряжение конденсаторов.

Балансная защита. Балансная защита используется для БСК напряжением 6-35 кВ, если батарея собрана из нескольких рядов единичных конденсаторов (рис. 19.2). Эта защита предназначена для защиты от внутренних повреждений при замыкании одного ряда конденсаторов или когда в ряду повреждается конденсатор. В последнем случае на оставшихся в ряду конденсаторах возникает повышенное напряжение и балансная защита не должна допустить повышения это-

го напряжения. Балансная защита включается на фильтр напряжения нулевой последовательности, представляющий собой вторичные обмотки трех трансформаторов напряжения шунтирующих фазы, собранные в разомкнутый треугольник (рис. 19.2).

19.1.4. Выбор аппаратуры для защиты БСК. Из сказанного ранее можно сформулировать требования к аппаратуре релейной защиты для БСК.

- Токовая отсечка может реагировать на амплитудное или действующее значение тока, поэтому необходимо точно знать для правильного выбора уставки, на что именно реагирует аппаратура.

- МТЗ должна реагировать на сумму основной и высших гармоник, что позволяет использовать ее как защиту от перегрузки токами высших гармоник.

- Защита от повышения напряжения реагирует на повышение линейного напряжения и выполняется с большой выдержкой времени.

- Защита от замыкания на землю выполняется такой же, как и защиты на отходящих фидерах по принципам, принятым для всей подстанции.

Эти требования относятся к защите БСК 6-10 кВ, выполненной с конденсаторами, рассчитанными на полное рабочее напряжение и собранными по схеме треугольника.

Если батарея собирается из отдельных конденсаторов соединенных в ряды, которые соединяются последовательно, то возникает еще одна задача: защита БСК от внутренних повреждений. Для таких защит используется балансная защита для БСК напряжением до 35.

Выполнение такой защиты возможно на специально разработанных реле, которые имеют высокую чувствительность и полосовой фильтр основной гармоники, который устраняет из тока небаланса составляющие высших гармоник. В защите применены реле РНН-57 и РТЗ-50(51), которые обладают необходимыми свойствами.

Схема защиты БСК может быть собрана на отдельных реле или применено комплектное устройство, содержащее необходимые защиты. Минимальный набор защит для БСК-6-10 кВ: максимальная защита и токовая отсечка в двухфазном исполнении. Это могут быть микроэлектронные или микропроцессорные защиты. Микропроцессорный вариант предпочтительней для конденсаторных батарей, которые нужно защищать от перегрузки токами высших гармоник, так как они реагируют на суммарную величину основной и высокочастотных гармонических составляющих.

Если требуется защита от повышения напряжения возможно применение микроэлектронного или микропроцессорного устройства, на которых такая защита может быть выполнена.

Если необходимо защитить БСК 35-110 кВ, то требуется трех-фазное реле тока, лучше микропроцессорный вариант с реле для защиты от повышения напряжения.

Управление батареями конденсаторов. В практике эксплуатации применяются различные схемы автоматики, управляющие батареями конденсаторов в зависимости от значения напряжения на шинах подстанции, тока нагрузки или направления реактивной мощности в линии. Все эти схемы по тому или иному признаку обеспечивают поддержание определенного, экономически выгодного, напряжения на шинах подстанции.

Применяются также схемы управления батареями конденсаторов по заранее заданной программе, например с помощью электрических часов. Как показано на рис. 19.3, при замыкании контакта 34 электрических часов, что происходит в установленное время, срабатывает реле времени КТ1, контакты которого замыкают цепь на включение выключателя конденсаторной батареи.

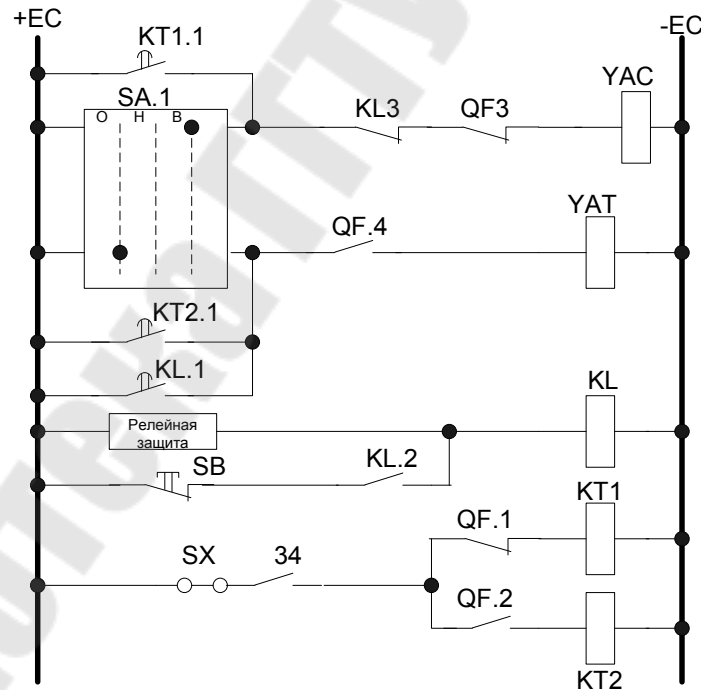


Рис. 19.3. Схема автоматики отключения и включения батареи конденсаторов с помощью электрических часов

При включении выключателя переключается его блок-контакт QF, размыкая цепь обмотки реле КТ1 и замыкая цепь обмотки реле

времени КТ2. Теперь уже при новом замыкании контакта 34, что должно произойти к тому времени суток, когда уменьшится потребление реактивной мощности с шин подстанции, сработает реле времени КТ2, и подаст импульс на отключение конденсаторной батареи. Поскольку контакт 34 держится в замкнутом состоянии около 15 с, в схеме рассматриваемой автоматики использовано два реле, времени – КТ1 и КТ2 с уставками 9-10 с.

Очевидно, что при таких выдержках времени каждое замыкание контакта 34 будет сопровождаться только одной операцией включения или отключения конденсаторной батареи. Второе же реле времени, которое начнет работать после переключения вспомогательных контактов выключателя, не успеет доработать за время, оставшееся до размыкания контакта 34.

Цепь включения батареи конденсаторов размыкается контактом KL.3 промежуточного реле KL, которое срабатывает при действии релейной защиты конденсаторной установки и самоудерживается.

Питание автоматики оперативным током осуществляется от трансформатора собственных нужд, установленного на шинах подстанции.

19.2. Защита сборных шин

19.2.1. Виды повреждений шин. КЗ на шинах в системе электроснабжения могут возникать из-за загрязнения или повреждения шинных изоляторов, втулок выключателей, повреждений трансформаторов тока, а также при ошибочных действиях персонала с шинными разъединителями. Повреждения на шинах маловероятны. Однако, учитывая весьма тяжелые последствия, к которым эти повреждения могут привести, необходимо иметь защиту, действующую при повреждении шин.

19.2.2. Дифференциальная защита шин (ДЗШ). Принцип действия ДЗШ основан на сравнении величин и фаз токов, входящих к шинам и уходящих от них. Для питания ДЗШ на всех присоединениях устанавливаются ТТ с одинаковым коэффициентом трансформации независимо от величины тока присоединения (рис.19.4).

Дифференциальное реле 1 подключается к ТТ всех присоединений так, чтобы при первичных токах, направленных к шинам, в нем проходил ток, равный сумме токов всех присоединений, т. е.

$$I_p = \sum I_{пр}.$$

При внешнем КЗ (точка К на рис. 19.4, а) ток КЗ I_4 , притекающий от шин к месту КЗ по поврежденной ЛЭП W4, равен сумме токов притекающих к шинам от источников питания по линиям W1, W2, W3, т.е. $\underline{I}_4 = \underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_3$. Из распределения токов, показанного на рис.19.4,а, видно, что вторичные токи $\underline{I}_{1В}$, $\underline{I}_{2В}$ и $\underline{I}_{3В}$, соответствующие первичным токам, притекающим к шинам, направлены в обмотке реле противоположно вторичному току $\underline{I}_{4В}$ (первичный ток которого уходит от шин). Ток в реле

$$\underline{I}_p = \underline{I}_{1В} + \underline{I}_{2В} + \underline{I}_{3В} - \underline{I}_{4В}. \quad (19.8)$$

Выражая вторичные токи через первичные с учетом равенства (19.8), получим:

$$\underline{I}_p = \underline{I}_{1В}/K_I + \underline{I}_{2В}/K_I + \underline{I}_{3В}/K_I - \underline{I}_{4В}/K_I = 0.$$

Следовательно, если пренебречь погрешностями ТТ, то при внешних КЗ ток в реле отсутствует. С учетом токов намагничивания вторичные токи ТТ составят:

$$\underline{I}_{1В} = \underline{I}_1/K_I - \underline{I}_{нам1}; \quad \underline{I}_{2В} = \underline{I}_2/K_I - \underline{I}_{нам2} \quad \text{и т.д.}$$

Подставим эти значения вторичных токов в выражение (19.8) и получим:

$$I_p = I_{нам4} - I_{нам1} - I_{нам2} - I_{нам3} = I_{нб}.$$

Это выражение позволяет сделать вывод, что вследствие погрешности ТТ в реле появляется ток небаланса $I_{нб}$, равный геометрической разности токов намагничивания ТТ на поврежденном присоединении и ТТ всех остальных неповрежденных присоединений, по которым ток КЗ притекает к шинам. Защита не будет действовать при условии, что ток срабатывания реле будет больше максимального тока небаланса, возникающего при $I_{ср} > I_{нб.макс}$.

При КЗ на шинах (рис. 19.4, б), по всем присоединениям, имеющим источники питания, ток КЗ направляется к месту повреждения, т.е. к шинам подстанции. Вторичные токи направлены в обмотке реле одинаково, поэтому ток в реле равен их сумме:

$$\underline{I}_p = (\underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_3 + \underline{I}_4)/K_I.$$

Так как

$$\underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_3 + \underline{I}_4 = I_{КЗ}, \quad \text{то} \quad \underline{I}_p = I_{КЗ}/K_I. \quad (19.9)$$

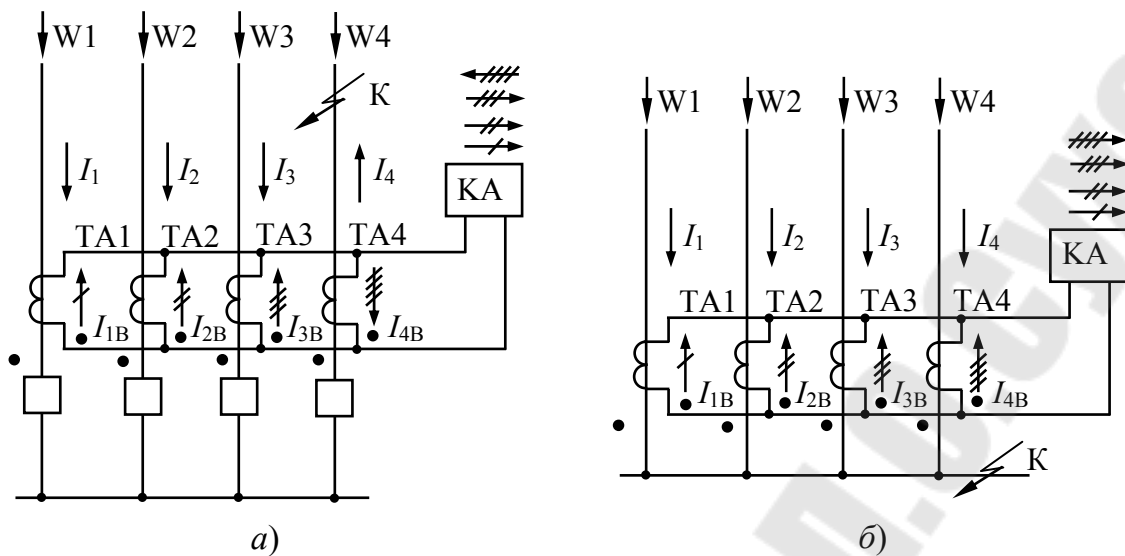


Рис. 19.4. Распределение токов во вторичных цепях дифференциальной защиты шин: а – при внешних КЗ; б – при КЗ на шинах

Выражение (19.9) показывает, что при КЗ на шинах ДЗШ реагирует на полный ток $I_{КЗ}$ в месте КЗ. Защита будет действовать, если $I_{КЗ} > I_{с.з}$.

В нормальном режиме сумма токов, приходящих к шинам всегда равна сумме токов, отходящих от шин, поэтому ток в реле равен нулю: $I_p = 0$. Из-за погрешности ТТ в реле появляется ток небаланса, который мал в нормальном режиме и увеличивается при внешнем КЗ.

Ток небаланса резко возрастает при наличии апериодической составляющей в токе КЗ. Поэтому в ДЗШ применяют дифференциальное реле тока типа РНТ-565 с быстронасыщающимся трансформатором при одинаковых коэффициентах трансформации ТТ на присоединениях. В схемах, имеющих разные коэффициенты трансформации, применяют реле типа РНТ-567.

Ток срабатывания ДЗШ выбирается по двум условиям:

– по условию отстройки от тока небаланса, обусловленного 10 % погрешностью ТТ:

$$I_{с.з} \geq K_{отс} \cdot 0,1 \cdot I_{КЗ\max}; \quad (19.10)$$

– по условию отстройки от тока нагрузки наиболее загруженного присоединения в случае обрыва его токовой цепи с схеме ДЗШ:

$$I_{с.з} \geq K_{отс} \cdot I_{нагр.\max}; \quad (19.11)$$

где $K_{отс} = 1,2 \dots 1,25$ – коэффициент отстройки;

$I_{КЗ\max}$ – максимальный ток КЗ на шинах.

Ток срабатывания принимается большим из двух полученных значений.

Коэффициент чувствительности определяется по минимальному току двухфазного КЗ на шинах:

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{КЗ}\min} / I_{\text{с.з}} > 2. \quad (19.12)$$

Высокую чувствительность защиты можно обеспечить, применив цифровое дифференциальное реле защиты шин, например, типа *REB103* или *7SS50/51*.

Технические характеристики реле *REB103*:

- дифференциальное реле защиты шин с процентным торможением при междуфазных КЗ и КЗ на землю,
- реле имеет низкую максимальную уставку по дифференциальному току, приблизительно 1 % от номинального тока наиболее нагруженного присоединения,
- время действия 6-9 мс с момента возникновения КЗ в зоне до срабатывания выходного отключающего реле.

Торможение обеспечивает:

- хорошую отстройку от тока небаланса при КЗ вне зоны действия защиты с током КЗ содержащим максимальную апериодическую составляющую,
- возможность использования ТТ различных конструкций с разными характеристиками и различными коэффициентами трансформации.

19.2.3. Неполная дифференциальная защита шин. На подстанциях напряжением 110/6(10) кВ применяют упрощенную неполную дифференциальную защиту шин. Такую защиту применяют в случае, если несколько отходящих присоединений 6-10 кВ подключены к шинам через токоограничивающий реактор. Реактор существенно уменьшает токи КЗ на этих присоединениях и, следовательно, на них можно применять менее дорогие выключатели с меньшим отключающим током. Такие присоединения не входят в зону действия ДЗШ. В этом случае ток срабатывания ДЗШ должен быть отстроен от тока КЗ на этих присоединениях с учетом тока подпитки места КЗ токами нагрузки других неповрежденных присоединений.

$$I_{\text{с.з}} \geq K_{\text{отс}} (I_{\text{КЗпр}} + K_{\text{сзп}} \cdot I_{\text{нагр}}),$$

где $I_{K3пр}$ – максимальный ток КЗ за реактором присоединения;

$K_{сзп} = 1,2...1,3$ – коэффициент самозапуска нагрузки.

Чувствительность неполной ДЗШ оценивается по (19.12), но при этом коэффициент чувствительности достаточно иметь 1,5.

Очевидно, что неполную ДЗШ можно применить в том случае, если минимальный ток КЗ на шинах намного превышает ток КЗ на реактированном присоединении, т.е. при достаточно большом сопротивлении реактора.

19.2.4. Автоматическое повторное включение шин

При наличии на подстанции специальной защиты шин (обычно шины подстанций высокого напряжения применяются в сетях с двусторонним питанием) повторное включение шин, так же как и в схемах с односторонним питанием, может быть осуществлено с помощью АПВ выключателей питающих присоединений. Схема АПВ при этом выполняется с пуском от несоответствия положения выключателя и ключа управления (реле фиксации). При наличии на подстанции не одной, а нескольких питающих линий целесообразно осуществлять АПВ нескольких или всех линий, отключившихся при срабатывании защиты шин. Это следует делать как для большей автоматизации восстановления, нормальной схемы подстанции (автосборка), так и для обеспечения питания потребителей, когда одна питающая линия не может обеспечить всей нагрузки подстанции. С этой целью при срабатывании защиты шин запускаются АПВ всех питающих линий. В случае успешного АПВ первой линии, поочередно включаются выключатели других линий. Если первая линия включится на устойчивое КЗ, снова сработает защита шин. При этом блокируется действие АПВ других линий и их выключатели не включаются, благодаря чему обеспечивается однократность АПВ шин.

Контрольные вопросы

1. Назовите основные виды повреждений и ненормальных режимов работы БСК.
2. Схемы БСК.
3. Токовая отсечка БСК. Выбор параметров срабатывания.
4. Максимальная токовая защита БСК. Выбор параметров срабатывания.
5. Защита от замыканий на землю БСК. Защита от повышения напряжения.
6. Балансная защита БСК.
7. В чем заключается выбор аппаратуры для защиты БСК?
8. Регулирование напряжения батареями конденсаторов.

9. Назовите основные виды повреждений и ненормальных режимов сборных шин.
10. В чем заключается назначение защиты сборных шин.
11. Дифференциальная защита сборных шин. Принцип действия. Выбор параметров срабатывания.
12. Аппаратура для защиты сборных шин.
13. Неполная дифференциальная защита сборных шин. Принцип действия. Выбор параметров срабатывания.
14. Автоматическое повторное включение шин.

12. АВТОМАТИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

ЛЕКЦИЯ № 20

Автоматическое повторное включение

Содержание лекции

- 20.1. Автоматическое повторное включение.
- 20.2. Назначение АПВ.
- 20.3. Классификация АПВ. Основные требования к устройствам АПВ.
- 20.4. Электрическое АПВ однократного действия.
- 20.5. Выбор уставок однократных АПВ для линий с односторонним питанием.
- 20.6. Ускорение защиты до АПВ. Ускорение защиты после АПВ.
- 20.7. Двухкратное АПВ.
- 20.8. АПВ на линиях с двухсторонним питанием.
- 20.9. Автоматическое повторное включение шин.

В данной теме рассматриваются некоторые виды автоматики, широко распространенные в электрических сетях. К ним относятся устройства:

- Автоматического повторного включения (АПВ),
- Автоматического ввода резервного питания (АВР),
- Автоматической частотной разгрузки (АЧР),
- Автоматического повторного включения после работы АЧР (ЧАПВ),

20.1. Автоматическое повторное включение

20.1.1. Назначение АПВ. Многолетний опыт эксплуатации линий электропередачи показал, что значительная часть КЗ, вызванных перекрытием изоляции, схлестыванием проводов и другими причинами, при достаточно быстром отключении линий релейной защитой, самоустраняется. При этом электрическая дуга, возникшая в месте КЗ, гаснет, не успев вызвать существенных разрушений, препятствующих повторному включению линий под напряжение. Такие самоустраняющиеся повреждения называются неустойчивыми.

Статистические данные о повреждаемости линий электропередачи за длительный период эксплуатации показывают, что доля неустойчивых повреждений весьма значительна и составляет 50-90 %.

Учитывая, что отыскание места повреждения на линии электро-

передачи путем ее обхода требует длительного времени и что многие повреждения носят неустойчивый характер, обычно при ликвидации аварий оперативный персонал производит опробование линии путем включения ее под напряжение. Операцию включения под напряжение отключившейся линии называют повторным включением. Линия, на которой произошло неустойчивое повреждение, при повторном включении остается в работе. Поэтому повторные включения при неустойчивых повреждениях принято называть успешными.

Реже на линиях возникают обрывы проводов, тросов или гирлянд изоляторов, падение или поломка опор ЛЭП и т. д. Такие повреждения не могут самоустраниться и поэтому их называют устойчивыми. При повторном включении линии, на которой произошло устойчивое повреждение с КЗ, линия вновь отключается защитой. Поэтому повторные включения линий при устойчивых повреждениях называют неуспешными.

Повторное неавтоматическое включение линий на подстанциях с постоянным оперативным персоналом или на телеуправляемых объектах занимает несколько минут, а на подстанциях не телемеханизированных и без постоянного оперативного персонала 0,5-1 час и более. Поэтому для ускорения повторного включения линий и уменьшения времени перерыва электроснабжения потребителей широко используются специальные устройства АПВ. Время действия АПВ обычно не превышает нескольких секунд. Поэтому при успешном включении они быстро подают напряжение потребителям, чего не может обеспечить оперативный персонал.

Согласно ПУЭ обязательно применение АПВ – на всех воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линиях напряжением выше 1000 В. АПВ восстанавливает нормальную схему также и в тех случаях, когда отключение выключателя происходит вследствие ошибки персонала или ложного действия РЗ.

Наиболее эффективно применение АПВ на линиях с однофазным питанием, так как в этих случаях каждое успешное действие АПВ восстанавливает питание потребителей.

Опыт эксплуатации показал, что неустойчивые КЗ часто бывают не только на воздушных линиях, но и на шинах подстанций. Поэтому на подстанциях, оборудованных быстродействующей защитой шин, также применяются АПВ, которые производят повторную подачу напряжения на шины в случае их отключения релейной защитой. АПВ шин имеет высокую успешность и эффективность, поскольку каждый

случай успешного действия предотвращает аварийное отключение целой подстанции или ее части.

Устройствами АПВ оснащаются также все одиночно работающие трансформаторы мощностью 1000 кВ·А и выше, а так же трансформаторы меньшей мощности, питающие ответственную нагрузку. АПВ трансформаторов выполняется так, что их действие происходит только при отключении трансформатора от МТЗ. Повторное включение при повреждении самого трансформатора, когда он отключается защитами от внутренних повреждений, не производится. Успешность действия АПВ трансформаторов и шин так же высока, как у воздушных линий и составляет 70-90 %.

В ряде случаев АПВ успешно используются на кабельных и на смешанных кабельно-воздушных тупиковых линиях напряжением 6,10 кВ. При этом, несмотря на то, что повреждения кабелей бывают, как правило, устойчивыми, успешность действия АПВ ниже 40-60 %, Это объясняется тем, что КЗ на кабельных линиях реже самоустраиваются.

20.2. Классификация АПВ. Основные требования к устройствам АПВ

В эксплуатации получили применение следующие виды АПВ:

- трехфазные, осуществляющие включение трех фаз выключателя после его отключения релейной защитой;
- однофазные, осуществляющие включение одной фазы выключателя, отключенной релейной защитой при однофазном КЗ;
- комбинированные, осуществляющие включение трех фаз при междуфазных повреждениях или одной фазы при однофазных КЗ.

Трехфазные АПВ в свою очередь подразделяются на несколько видов:

- простые (ТАПВ),
- быстродействующие (БАПВ),
- с проверкой наличия напряжения (АПВНН) или отсутствия напряжения (АПВОН),
- с ожиданием синхронизма (АПВОС),
- с улавливанием синхронизма (АПВУС) и др.

По виду оборудования, на которое действием АПВ повторно подается напряжение, различают:

- АПВ линий,
- АПВ шин,
- АПВ трансформаторов,

– АПВ двигателей.

По числу циклов (кратности действия) АПВ различают:

- АПВ однократного действия,
- АПВ многократного действия.

Схемы АПВ, применяемые на линиях и другом оборудовании, в зависимости от конкретных условий, могут существенно отличаться одна от другой. Однако все они должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1. Схемы АПВ должны приходить в действие при аварийном отключении выключателя, находившегося в работе.

2. Схемы АПВ не должны приходить в действие при оперативном отключении выключателя персоналом, а также в случаях, когда выключатель отключается релейной защитой сразу же после его включения персоналом, т.е. при включении выключателя на КЗ, поскольку повреждения в таких случаях обычно бывают устойчивыми. В схемах АПВ должна также предусматриваться возможность запрета действия АПВ при срабатывании отдельных защит. Так, например, не допускается действие АПВ трансформаторов при срабатывании защит от внутренних повреждений.

3. Схемы АПВ должны обеспечивать определенное количество повторных включений, т.е. действовать с заданной кратностью. Наибольшее распространение получили АПВ однократного действия. Применяются также АПВ двухкратного, а в некоторых случаях – и трехкратного действия.

4. Время действия АПВ должно быть минимально возможным, для того чтобы обеспечить быструю подачу напряжения потребителям и восстановить нормальный режим работы. Наименьшая выдержка времени, с которой производится АПВ на линиях с односторонним питанием, принимается равным 0,3-0,5 с.

5. Схемы АПВ должны автоматически учитывать готовность выключателя, на который действует АПВ, к новому действию после его включения.

20.3. Электрическое АПВ однократного действия

Электрические АПВ однократного действия с автоматическим возвратом получили наиболее широкое распространение. Наиболее часто такие АПВ выполняются на базе комплектных устройств типа РПВ-58 (рис. 20.1). В этом реле однократность АПВ обеспечивается за счет конденсатора C , который заряжается только при включенном положении выключателя.

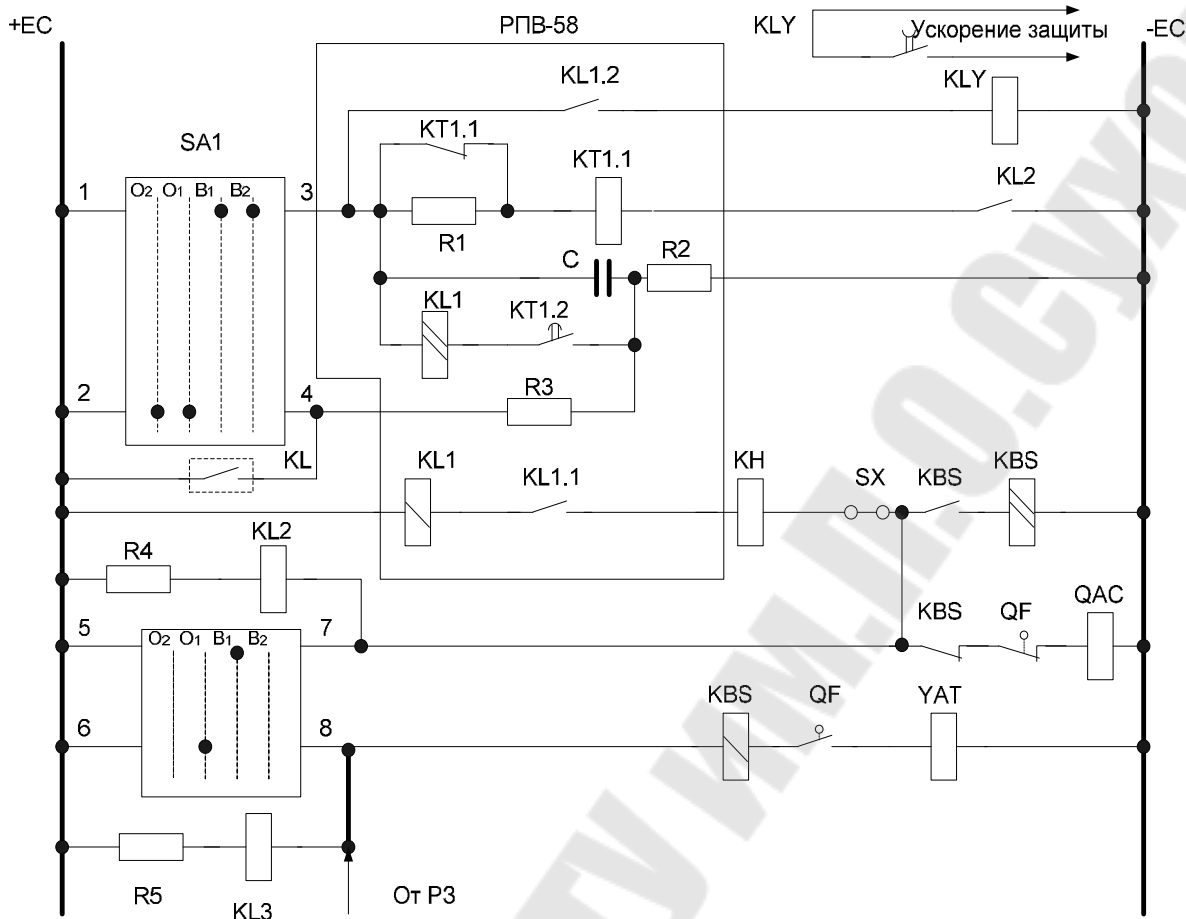


Рис. 20.1. Схема электрического АПВ однократного действия для линии с масляным выключателем

В рассматриваемой схеме дистанционное управление выключателем производится ключом управления SA1, у которого предусмотрена фиксация положения последней операции. Указанный ключ управления имеет три положения: «Включить», «Отключить» и «Нейтральное», причем после операций включения и отключения ключ возвращается в нейтральное положение. Поэтому после операции включения ключ остается в положении «Включено» (B_2), а после операции отключения – в положении «Отключено» (O_2). Когда выключатель включен и ключ управления находится в положении «Включено», к конденсатору C подводится плюс оперативного тока через контакты ключа, а минус – через зарядный резистор R_2 . При этом конденсатор заряжается и схема АПВ находится в состоянии готовности к действию.

При включенном выключателе реле положения «Отключено» KL_2 , осуществляющее контроль исправности цепей включения, током не обтекает и его контакт в цепи пуска АПВ разомкнут.

Пуск АПВ происходит при отключении выключателя под действием релейной защиты в результате возникновения несоответствия между положением ключа, которое не изменилось, и положением выключателя, который теперь отключен. Несоответствие положений ключа управления и выключателя характеризуется тем, что через контакты ключа управления 1–3 на схему АПВ по-прежнему подается плюс оперативного тока, а ранее разомкнутый вспомогательный контакт (блок-контакт) выключателя QF переключился и замкнул цепь обмотки реле KL2, которое, срабатывая, подает минус на обмотку реле времени КТ1.

При срабатывании реле времени размыкается его мгновенный размыкающий контакт КТ1.1, вводя в цепь обмотки реле дополнительное сопротивление (резистор R1). Это приводит к уменьшению тока в обмотке реле, благодаря чему обеспечивается его термическая стойкость при длительном прохождении тока через реле.

Спустя установленную выдержку, реле времени замыкает замыкающий контакт КТ1.2 и подключает параллельную обмотку реле KL1 к конденсатору С. Реле KL1 при этом срабатывает от тока разряда конденсатора и самоудерживается через свою вторую обмотку, включенную последовательно с обмоткой контактора QAC, подает импульс на включение выключателя. Благодаря использованию последовательной обмотки реле KL1 обеспечивается необходимая длительность импульса для надежного включения выключателя, поскольку параллельная обмотка этого реле при разряде конденсатора обтекается током кратковременно. Выключатель включается, размыкается его вспомогательный контакт QF и реле KL2, KL1 и КТ1 возвращаются в исходное положение.

После размыкания контакта реле времени конденсатор С начнет заряжаться через зарядный резистор R2. Сопротивление этого резистора выбирается таким, чтобы время полного заряда составляло 20–25 с. Таким образом, спустя указанное время, схема АПВ будет автоматически подготовлена к новому действию.

Если повреждение было устойчивым, то выключатель, включившись, снова отключится релейной защитой и вновь сработают реле KL2 и КТ1. Реле KL1, однако, при этом второй раз работать не будет, так как конденсатор С был разряжен при первом действии АПВ и зарядиться еще не успел. Таким образом, рассмотренная схема обеспечивает однократное действие при устойчивом КЗ на линии.

При оперативном отключении выключателя ключом управления

SA1 несоответствия не возникает и АПВ не действует, так как одновременно с подачей импульса на отключение выключателя контактами ключа 6–8 размыкаются контакты 1–3, чем снимается плюс оперативного тока со схемы АПВ. Поэтому работает только реле KL2, а реле КТ1 и KL1 не работают. Одновременно со снятием оперативного тока контактами 1–3 SA1 замыкаются контакты 2–4 и конденсатор С разряжается через сопротивление R3. При оперативном включении выключателя ключом управления готовность АПВ к действию наступает после заряда конденсатора С через 20-25 с.

При отключении линии защитой РЗ, когда действие АПВ не требуется, через резистор R3 производится быстрый разряд конденсатора С.

Для предотвращения многократного включения выключателя на устойчивое КЗ, что могло бы иметь место в случае застревания контактов реле KL1 в замкнутом состоянии, в схеме управления устанавливается специальное промежуточное реле KBS типа РП-232 с двумя обмотками: рабочей последовательной и удерживающей - параллельной. Реле KBS срабатывает при прохождении тока по катушке отключения выключателя и удерживается в сработавшем положении до снятия команды на включение. При этом цепь обмотки QAC размыкается размыкающим контактом KBS, предотвращая включение выключателя.

Взамен электромеханического реле РПВ-58 выпускаются микроэлектронное реле РПВ-01, схема включения которого приведена на рис. 20.2.

Характеристики реле РПВ-01 не отличаются от РПВ-58, но оно имеет меньшие габариты и вес. Логические цепи этого реле и элементы выдержки времени состоят из цифровых интегральных микросхем, обладающих малым электропотреблением. Вместо конденсатора в реле РПВ-01 применен одновибратор, срабатывающий с задержкой 25 с один раз после включения выключателя. Реле РПВ-02 обладает двукратностью действия и имеет два одновибратора.

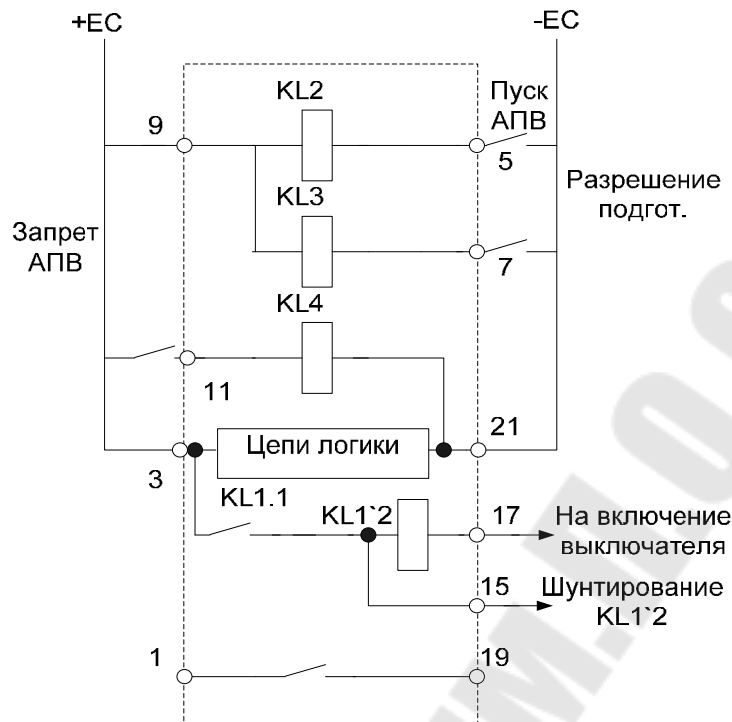


Рис. 20.2. Схема включения реле РПВ-01

Некоторые микропроцессорные реле, а также комплектные микроэлектронные устройства запускают АПВ непосредственно от тех защит, при действии которых должно работать АПВ. Это несколько упрощает схему, так как отсутствуют цепи запрета АПВ. Однако такая схема имеет недостаток, заключающийся в том, что АПВ не работает при самопроизвольном отключении выключателя.

20.4. Выбор уставок однократных АПВ для линий с односторонним питанием

Выдержка времени АПВ на повторное включение выключателя определяется двумя условиями:

1. Выдержка времени должна быть больше времени готовности привода выключателя, т.е.

$$t_{1-АПВ} = t_{гп} + t_{зап}, \quad (20.1)$$

где $t_{гп}$ – время готовности привода, которое составляет 0,2-1,0 с для различных типов приводов;

$t_{зап} = 0,3...0,5$ с – время запаса, учитывающее погрешность реле времени АПВ.

2. Для того чтобы повторное включение было успешным, необходимо, чтобы за время от момента отключения линии до момента

повторного включения и подачи напряжения не только погасла электрическая дуга в месте КЗ, но и восстановились изоляционные свойства воздуха. Процесс восстановления изоляционных свойств, называемый деионизацией, требует некоторого времени. Следовательно, выдержка времени АПВ на повторное включение должна быть больше времени деионизации, т. е.

$$t_{1-АПВ} = t_d + t_{зап}, \quad (20.2)$$

где $t_d = 0,1 \dots 0,3$ с – время деионизации,

$t_{зап} = 0,3 \dots 0,5$ с – время запаса, учитывающее погрешность реле времени АПВ.

При выборе уставок принимается большее значение времени АПВ из полученных по выражениям (20.1) и (20.2).

Следует отметить, что второе условие обеспечивается тем, что время включения выключателей больше времени, необходимого для деионизации. В некоторых случаях выдержки времени принимаются больше определенных по выражениям (20.1) и (20.2), т. е. равным 2,0-3,0 с, что целесообразно для повышения успешности действия АПВ на линиях, где наиболее часты повреждения вследствие набросов, падений деревьев и касаний проводов передвижными механизмами. Время автоматического возврата АПВ в исходное положение выбирается из условия обеспечения однократности действия. Для этого при повторном включении на устойчивое КЗ, возврат АПВ в исходное положение должен происходить только после того, как выключатель, повторно включенный от АПВ, вновь отключится тем комплектом РЗ, имеет наибольшую выдержку времени.

В рассмотренных схемах АПВ с использованием комплектных устройств время готовности реле АПВ к срабатыванию определяется временем заряда конденсатора. Это время должно быть не меньше значения, определенного согласно выражению:

$$t_{2-АПВ} = t_{защ} + t_{откл} + t_{зап}, \quad (20.3)$$

где $t_{защ}$ – наибольшая выдержка времени защиты;

$t_{откл}$ – время отключения выключателя.

Обычно время заряда конденсатора устройства РПВ-58 составляет 20-25 с и удовлетворяет выражению (20.3). Микропроцессорные реле, в которых имеется функция АПВ, имеют регулируемое время готовности. Уставка по времени готовности принимается равной 30 с. При работе линии в зоне, где могут быть частые случаи КЗ

(сильный ветер, гололед) – это время целесообразно увеличить до 60-90 с. Это позволяет спасти от повреждения выключатель с ограниченным ресурсом отключения при многократных КЗ.

20.5. Ускорение защиты после АПВ предусматривается директивными материалами не только для линий, не имеющих быстродействующей защиты, но также для линий, имеющих сложные быстродействующие защиты, как мера повышения надежности защиты линии в целом.

На рис. 20.3, *a* показана схема выполнения ускорения защиты после АПВ. Цепь ускоренного действия нормально разомкнута контактом промежуточного реле ускорения KLY (рис. 20.1), которое срабатывает перед повторным включением выключателя и, имея замедление на возврат, держит свой контакт замкнутым в течение 0,7-1,0 с. Поэтому, если повторное включение происходит на устойчивое КЗ, то защита второй раз действует без выдержки времени по цепи ускорения через контакт реле KLY и мгновенный контакт КТ1.1 реле времени.

Для запуска промежуточного реле ускорения наряду со схемой, показанной на рис. 20.1, значительно более часто применяется схема, приведенная на рис. 20.3, *a*. При отключении выключателя реле положения «Отключено» реле KL2 срабатывает и, кроме рассмотренных ранее действий, замыкает контакт в цепи обмотки реле РПУ, которое, сработав в свою очередь, замыкает цепь ускорения. При подаче команды на включение выключателя реле KL2 возвращается и снимает плюс с обмотки реле KLY. Однако реле KLY возвращается не сразу, а с замедлением 0,7-1,0 с, что является достаточным для срабатывания защиты по цепи ускорения при включении выключателя на устойчивое КЗ.

Для ускорения защиты могут использоваться и непосредственно контакты реле KL2. При этом специальное реле ускорения не устанавливается, а в качестве реле KL2 используется замедленное на возврат реле.

Схема, приведенная на рис. 20.3, *a*, обеспечивает ускорение защиты при любом включении выключателя – как от АПВ, так и от ключа управления, что является преимуществом такой схемы.

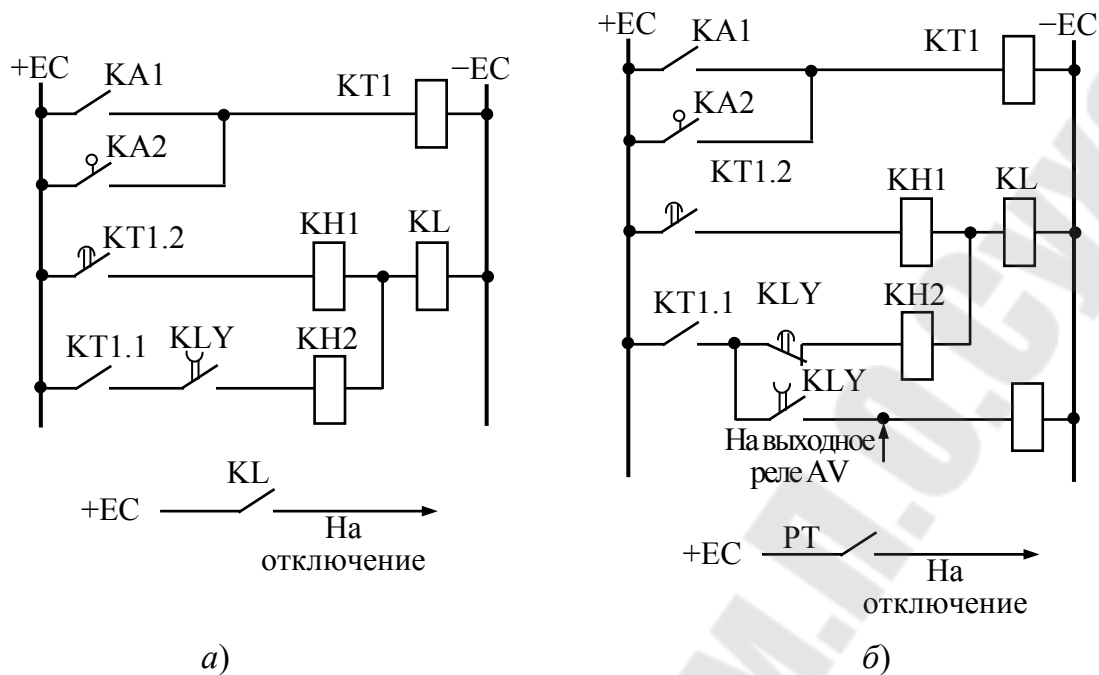


Рис. 20.3. Схемы ускорения действия защиты, а – после АПВ; б – до АПВ

Ускорение защиты до АПВ позволяет ускорить отключение КЗ и обеспечить селективную ликвидацию повреждений. В сети, приведенной на рис. 20.4, максимальная токовая защита МТЗ1, установленная на линии W1, по условию селективности должна иметь выдержку времени больше, чем максимальные токовые защиты МТЗ2 и МТЗ3 линий W2 и W3. Отключение КЗ с выдержкой времени приводит к нарушению работы потребителей из-за длительного воздействия пониженного напряжения и значительно снижает успешность действия АПВ.

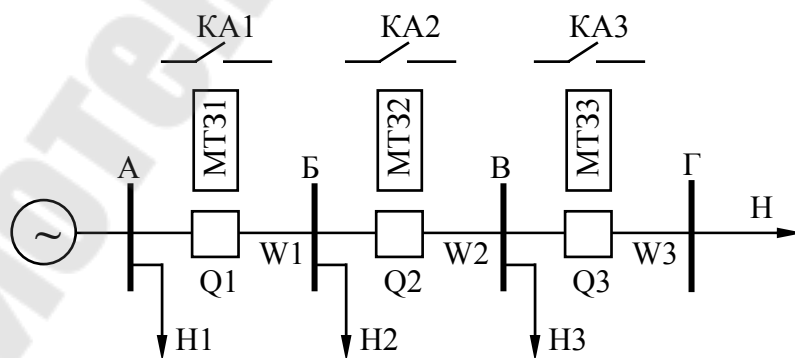


Рис. 20.4. Участок сети с односторонним питанием

Одним из способов, обеспечивающих быстрое отключение по-

вреждений на линии W1 без применения сложных защит, является ускорение МТЗ этой линии до АПВ. С этой целью защита МТЗ1 выполняется так, что при возникновении КЗ на W1, W2, W3 она первый раз действует без выдержки времени независимо от того, на какой из линий произошло КЗ, а после АПВ действует с нормальной выдержкой времени. Действие защиты и АПВ происходит при этом следующим образом, В случае КЗ. на линии W1 срабатывает защита МТЗ1 по цепи ускорения и без выдержки времени отключает эту линию. После АПВ, если повреждение устранилось, линия остается в работе, если же повреждение оказалось устойчивым, то линия вновь отключится, но уже с выдержкой времени.

При КЗ на линии W2 происходит неселективное отключение линии W1 защитой МТЗ1 по цепи ускорения без выдержки времени. Затем линия W1 действием АПВ включается обратно. Если повреждение на линии W2 оказалось устойчивым, то эта линия отключается своей защитой МТЗ2, а линия W1 остается в работе, так как после АПВ защита МТЗ1 действует с нормальной селективной выдержкой времени.

Ускорение защиты до АПВ выполняется аналогично ускорению после АПВ исключением выдержки времени основной защиты, либо с помощью отдельного комплекта токовых реле. Пуск реле KLY ускорения защиты до АПВ осуществляется при срабатывании выходного реле АПВ (рис. 20.3, б). У реле KLY при этом используется замыкающий контакт. Цепь ускорения будет замкнута до АПВ и будет размыкаться при действии АПВ на включение выключателя. Реле KLY при этом будет удерживаться в сработавшем положении до тех пор, пока не будет отключено КЗ и разомкнутся контакты реле защиты.

20.6. Двухкратное АПВ позволяет повысить эффективность АПВ. Как показывает опыт эксплуатации, успешность действия при втором включении составляет 20-25 %, что повышает общий процент успешных действий АПВ до 75-95 %. Двухкратное АПВ применяют на линиях с односторонним питанием и на головных участках кольцевых сетей, где возможна работа в режиме одностороннего питания. АПВ двухкратного действия с комплектным устройством типа РПВ-258, в отличие от устройства РПВ-58 содержит два конденсатора С1 и С2 и реле времени КТ1 с двумя контактами, замыкающимися с разными выдержками времени соответствующими уставкам по времени АПВ 1 и 2 кратности.

Выдержка времени первого цикла АПВ определяется согласно выражениям (20.1) и (20.2) так же, как и для АПВ однократного действия. Второй цикл должен происходить спустя 10-30 с после вторичного отключения выключателя. Такая большая выдержка времени АПВ во втором цикле диктуется необходимостью подготовки выключателя к отключению третьего КЗ в случае включения на устойчивое повреждение. За это время из камеры гашения удаляются разложившиеся и обугленные частицы. Камера вновь заполняется маслом и отключающая способность выключателя восстанавливается.

Для того чтобы предотвратить многократное действие АПВ, время заряда конденсаторов $C1$ и $C2$ должно превышать выдержки времени обоих циклов АПВ. В заводском комплекте АПВ типа РПВ-258, время готовности к последующим действиям после второго цикла составляет 60-100 с.

20.7. АПВ на линиях с двухсторонним питанием имеет некоторые особенности, что определяется наличием напряжения по обоим концам линии.

Первая особенность состоит в том, что АПВ линии должно производиться лишь после того, как она будет отключена с обеих сторон, что необходимо для деионизации воздушного промежутка в месте повреждения. Поэтому при выборе выдержки времени АПВ линии с двухсторонним питанием необходимо кроме условий (20.1) и (20.2) учитывать еще и третье условие:

$$t_{\text{АПВ1}} = t_{\text{защ2}} - t_{\text{защ1}} + t_{\text{откл2}} - t_{\text{откл1}} + t_{\text{д}} - t_{\text{вкл1}} + t_{\text{зап}}, \quad (20.4)$$

где $t_{\text{защ1}}, t_{\text{откл1}}, t_{\text{вкл1}}$ – наименьшие выдержка времени защиты, время отключения и включения выключателя на своем конце (индекс 1) линии, на котором выбирается выдержка времени АПВ;

$t_{\text{защ2}}, t_{\text{откл2}}$ – выдержка времени второй ступени защиты и время отключения выключателя на противоположном конце (индекс 2) линии;

$t_{\text{д}}$ – время деионизации среды;

$t_{\text{зап}}$ – дополнительный запас по времени, учитывающий погрешности реле времени устройства АПВ и защиты, отличия времен действия выключателей от расчетных и т. д., принимается равным 0,5...0,7 с.

Принимая с целью упрощения $t_{\text{откл1}} = t_{\text{откл2}}$ и $t_{\text{защ1}} = 0$, из (20.4) получаем более простое выражение для определения выдержки вре-

мени АПВ:

$$t_{АПВ1} = t_{защ2} + t_{д} - t_{вкл1} + t_{зап} \cdot \quad (20.5)$$

Если вторая ступень защиты не обеспечивает достаточной надежности при повреждениях в конце рассматриваемой линии (коэффициент чувствительности $K_{\text{ч}} \leq 1,3 \dots 1,4$), в выражения (20.4) и (20.5) необходимо подставлять выдержку времени третьей ступени защиты.

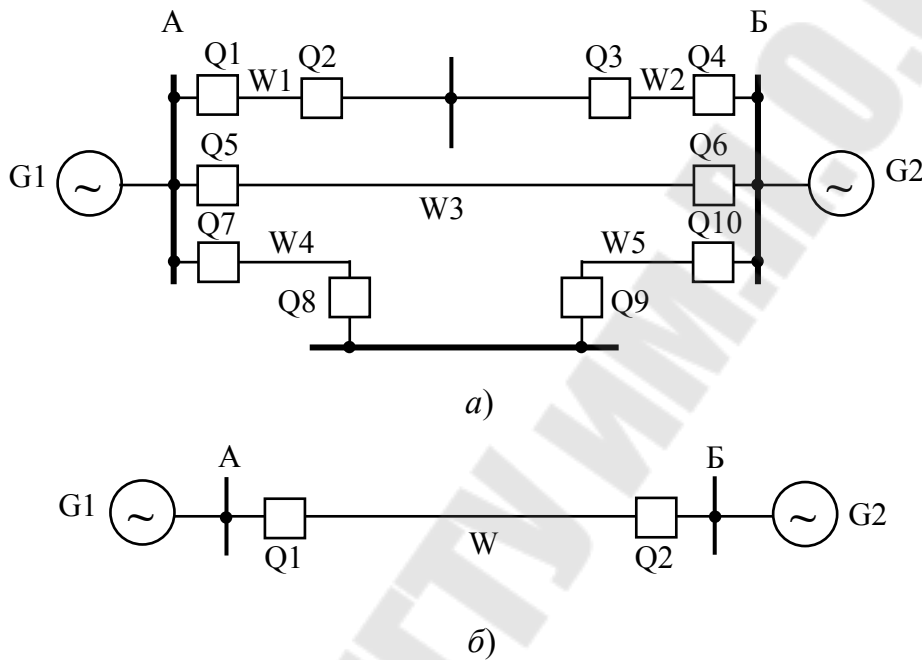


Рис. 20.5. Схема связи между двумя частями энергосистемы:
а – с тремя линиями; б – с одной линией

Выдержка времени АПВ для обоих концов линии подсчитывается по выражениям (20.1) – (20.5) и принимается наибольшее из полученных значений.

Вторая особенность применения АПВ на линиях с двухсторонним питанием определяется тем, что успешное включение линии (замыкание в транзит) может сопровождаться большими толчками тока и активной мощности, поскольку по обоим концам отключившейся линии имеется напряжение.

В тех случаях, когда две электростанции или две части энергосистемы связаны несколькими линиями (рис. 20.5, а), отключение одной из них не приводит к нарушению синхронизма и значительному расхождению по углу и значению напряжений по концам отключившейся линии. Автоматическое повторное включение в этом случае не будет сопровождаться большим толчком уравнительного тока. След-

ствие этого, на линиях с двухсторонним питанием допускается применение простых АПВ, аналогичных рассмотренным выше, если две электростанции или две энергосистемы имеют три или более связей высокой пропускной способности.

В некоторых случаях простое АПВ, установленное с одного конца, дополняется устройством контроля наличия напряжения на линии. Благодаря этому включение от АПВ на устойчивое КЗ производится только один раз с той стороны, где отсутствует устройство контроля напряжения на линии. С той же стороны, где контролируется напряжение, включение выключателя будет происходить лишь в том случае, если повреждение устранилось и линия, включенная с противоположного конца, держит напряжение.

Поскольку действием АПВ с контролем наличия напряжения линия, стоящая под напряжением с противоположного конца, замыкается в транзит, при выборе выдержки времени $t_{АПВ1}$ можно не учитывать составляющую t_d и условия (20.4) и (20.5) приобретают следующий вид:

$$\begin{aligned}t_{АПВ1} &= t_{защ2} - t_{защ1} + t_{отк2} - t_{отк1} + t_{зап}; \\t_{АПВ1} &= t_{защ2} + t_{зап}.\end{aligned}\tag{20.6}$$

При включении действием АПВ линии с двухсторонним питанием, когда синхронизм между двумя частями энергосистемы не был нарушен, могут возникать синхронные качания, вызванные толчком активной мощности в момент включения. Синхронными качаниями называются периодические колебания угла между ЭДС, не превышающие 180° . Обычно синхронные качания не сопровождаются большими колебаниями угла и быстро затухают.

Если две электростанции или две части энергосистемы связаны единственной линией электропередачи, как показано на рис. 20.5, б, по которой передается активная мощность, каждое отключение этой линии будет приводить к несинхронной работе разделившихся частей энергосистемы.

Для линий с двухсторонним питанием разработано и эксплуатируется большое количество ТАПВ разных типов, которые можно объединить в три группы:

Устройства, допускающие несинхронное включение разделившихся частей энергосистемы – несинхронное АПВ (НАПВ).

Устройства, допускающие АПВ, когда напряжения по концам отключившейся линии синхронны – АПВ с контролем синхронизма (АПВКС) или когда разность частот этих напряжений невелика, т. е. условия близки к синхронным – быстродействующее АПВ (БАПВ), АПВ с улавливанием синхронизма (АПВУС) и др.

Устройства, осуществляющие АПВ после отключения источников несинхронного напряжения или их возбуждения (генераторов или синхронных компенсаторов), с последующей их синхронизацией – АПВ с самосинхронизацией (АПВС). Если источники несинхронного напряжения отключаются с их остановом, выполняется АПВ с контролем отсутствия напряжения (АПВОН).

Несинхронное АПВ (НАПВ) является наиболее простым устройством, допускающим включение разделившихся частей энергосистемы независимо от разности частот их напряжений. Схема АПВ при этом выполняется так, как описано выше, без каких-либо дополнительных блокировок. Для предотвращения включения на устойчивое КЗ с обоих концов линии, а также для обеспечения при НАПВ правильной работы релейной защиты АПВ с одного конца линии иногда выполняется с контролем наличия напряжения на линии.

Включение линии при успешном НАПВ сопровождается сравнительно большими толчками тока и активной мощности, а также длительными качаниями.

Преимуществами схем НАПВ являются простота и возможность применения на выключателях всех типов. Обычно после НАПВ происходит успешная синхронизация двух частей энергосистемы, или электростанции с энергосистемой. Вместе с тем следует иметь в виду, что, поскольку НАПВ сопровождается большими толчками тока и снижением напряжения, асинхронным ходом и синхронными качаниями, создаются условия для неправильной работы релейной защиты. Поэтому необходимо тщательно анализировать поведение защит, установленных на транзите, соединяющем две включаемые части энергосистемы.

Быстродействующее АПВ. После отключения единственной линии, соединяющей две части энергосистемы, генераторы в одной из них начинают ускоряться, а в другой – тормозиться. Вследствие этого все больше увеличивается угол между напряжениями по концам отключившейся линии, Процесс этот, однако, происходит не мгновенно, а в течение некоторого времени, тем большего, чем больше механическая инерция машин в разделившихся частях энергосистемы и чем

меньше мощность, передававшаяся по линии до ее отключения.

Принцип быстросействующего АПВ (БАПВ) заключается в том, чтобы после отключения выключателей возможно быстрее повторно включить их с обеих сторон, чтобы за время, называемое бестоковой паузой, угол между напряжениями не успел увеличиться значительно. Включение линии при этом будет происходить без больших толчков тока и длительных качаний.

БАПВ применяется только на выключателях, которые обеспечивают необходимое быстросействие. Для того чтобы БАПВ было успешным, должны быть соблюдены условия (20.3) и (20.4). Поскольку время включения быстросействующих выключателей составляет 0,1-0,3 с, деионизация среды будет обеспечена при выполнении БАПВ без выдержки времени или с небольшой выдержкой времени равной 0,1-0,3 с.

Успешное БАПВ возможно лишь в том случае, если КЗ отключается за время не более 0,1-0,3 с. Чем с большей выдержкой времени отключается повреждение, тем на больший угол успеют разойтись ЭДС. Поэтому БАПВ применяется только в тех случаях, когда линия оснащена быстросействующей защитой, обеспечивающей отключение повреждения без выдержки времени с обоих ее концов.

Достоинствами БАПВ являются простота схемы и высокая эффективность действия, что обеспечивает восстановление параллельной работы без длительных качаний и с меньшими толчками тока, чем при НАПВ. При использовании БАПВ, так же как и при НАПВ, необходимо принимать меры, исключающие ложное срабатывание дистанционных и токовых защит в момент включения, а также при последующих качаниях.

Наиболее целесообразно применять БАПВ на одиночных линиях, связывающих две энергосистемы, когда изменение угла $\Delta\theta$ невелико, что будет иметь место при малых отношениях мощности $P_{л}$, передаваемой по линии, к суммарной мощности генераторов энергосистемы, т. е. на слабо загруженных линиях.

Автоматическое повторное включение с ожиданием синхронизма. Принцип действия АПВ с ожиданием синхронизма (АПВОС) заключается в том, что включение разделившихся частей энергосистемы разрешается, когда напряжения по концам отключившейся линии синхронны или близки к синхронным, а угол между напряжениями не превышает определенного значения. Когда напряжения по концам отключившейся линии синхронны, АПВОС контролирует угол

между ними и осуществляет включение линии, если угол невелик и включение не будет сопровождаться большим толчком тока.

Когда напряжения не синхронны, АПВОС осуществляет замыкание линии в транзит в момент совпадения фаз, если разность частот невелика и включение не будет сопровождаться большим толчком тока и длительными качаниями.

Если напряжения по концам линии будут несинхронными и разность частот недопустимо велика, схема АПВОС будет ожидать, пока не восстановится синхронизм между разделившимися частями энергосистемы или когда разность частот будет столь незначительная, что замыкание линии в транзит не повлечет за собой, асинхронного хода и не будет сопровождаться большим толчком тока.

В данном случае линия включается с одной стороны с контролем отсутствия напряжения, а с другой стороны контроль синхронизма, дополненный контролем разности частот с двух сторон выключателя. Если в данный момент разность частот велика, то АПВОС ожидает, пока сблизятся частоты, после чего в момент приближения к синхронизму произойдет включение выключателя.

Контрольные вопросы

1. Какие основные виды автоматики применяются в электрических сетях?
2. Назначение АПВ.
3. Классификация АПВ и основные требования к устройствам АПВ.
4. АПВ однократного действия.
5. Выбор уставок АПВ однократного действия.
6. В чем заключается ускорение действия защиты при АПВ?
7. Разновидности АПВ на линиях с двухсторонним питанием.

ЛЕКЦИЯ № 21

Автоматический ввод резерва (АВР)

- 21.1. Назначение АВР.
- 21.2. Основные требования к устройствам АВР.
- 21.3. Принцип действия АВР.
- 21.4. Пусковые органы минимального напряжения
- 21.5. Автоматическое включение резерва на подстанциях.
- 21.6. Сетевые АВР.
- 21.7. Быстродействующее АВР (БАВР)
- 21.8. Типовые схемы АВР с помощью микроэлектронной аппаратуры.
- 21.9. Расчет уставок АВР

21.1. Назначение АВР

Схемы электрических соединений энергосистем и отдельных электроустановок должны обеспечивать надежность электроснабжения потребителей. Высокую степень надежности обеспечивают схемы питания одновременно от двух и более источников (линий, трансформаторов), поскольку аварийное отключение одного из них не приводит к нарушению питания потребителей.

Несмотря на эти преимущества многостороннего питания потребителей, большое количество подстанций, имеющих два источника питания и более, работает по схеме одностороннего питания.

Применение такой менее надежной, но более простой схемы электроснабжения во многих случаях оказывается целесообразным для снижения токов КЗ, уменьшения потерь электроэнергии в питающих трансформаторах, упрощения релейной защиты, создания необходимого режима по напряжению, уменьшения перетоков мощности и т.п.

Используются две основные схемы одностороннего питания потребителей при наличии двух или более источников.

В первой схеме один источник включен и питает потребителей, а второй отключен и находится в резерве. Соответственно этому первый источник называется рабочим, а второй – резервным (рис. 21.1, а, б). Во второй схеме все источники включены, но работают раздельно на выделенных потребителей. Деление осуществляется на одном из выключателей (рис. 21.1, в, г).

Недостатком одностороннего питания является то, что аварийное отключение рабочего источника приводит к прекращению пита-

ния потребителей. Этот недостаток может быть устранен быстрым автоматическим включением резервного источника или включением выключателя, на котором осуществлено деление сети. Для выполнения этой операции широко используется АВР. При наличии АВР время перерыва питания потребителей в большинстве случаев определяется лишь временем включения выключателей резервного источника и составляет 0,3...0,8 с.

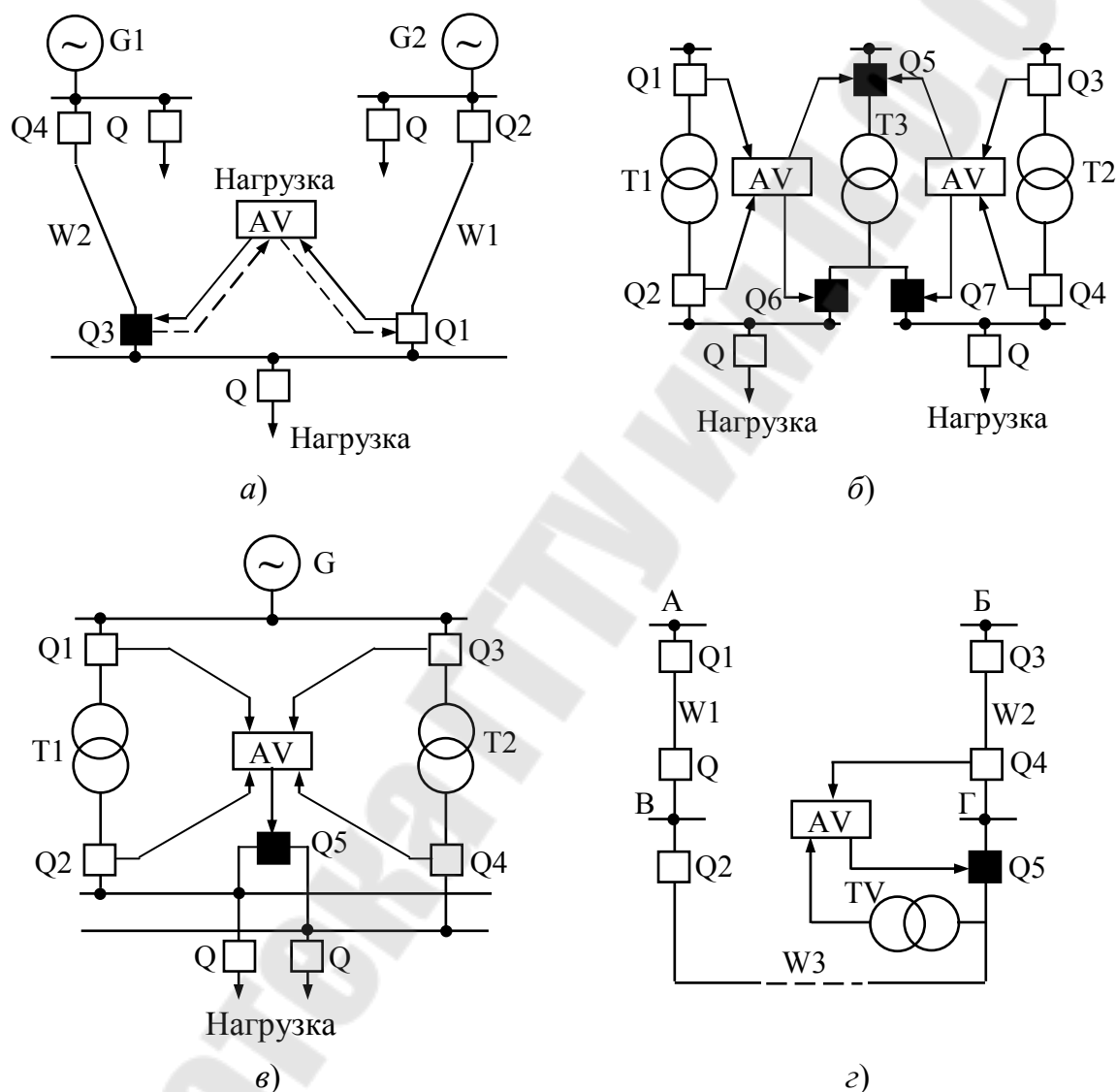


Рис. 21.1. Принципы осуществления АВР при различных схемах питания потребителей

Рассмотрим принципы использования АВР на примере схем, приведенных на рис. 21.1.

1. Питание подстанции А (рис. 21.1, а) осуществляется по рабочей линии W1 от подстанции Б. Вторая линия W2, приходящая с под-

станции В, является резервной и находится под напряжением (выключатель Q3 нормально отключен). При отключении линии W1 автоматически от АВР включается выключатель Q3 линии W2, и таким образом вновь подается питание потребителям подстанции А.

Схемы АВР могут иметь одностороннее или двустороннее действие. При одностороннем АВР линия W1 всегда должна быть рабочей, а линия W2 – всегда резервной. При двухстороннем АВР любая из этих линий может быть рабочей и резервной.

2. Питание электродвигателей и других потребителей собственных нужд каждого агрегата электростанции осуществляется обычно от отдельных рабочих трансформаторов (Т1 и Т2 на рис. 21.1, б). При отключении рабочего трансформатора автоматически от АВР включаются выключатель Q5 и один из выключателей Q6 (при отключении Т1) или Q7 (при отключении Т2) резервного трансформатора Т3.

3. Трансформаторы Т1 и Т2 являются рабочими, но параллельно работать не могут и поэтому со стороны низшего напряжения включены на разные системы шин (рис. 21.1, в). Шиносоединительный выключатель Q5 нормально отключен. При аварийном отключении любого из рабочих трансформаторов автоматически от АВР включается выключатель В5, подключая нагрузку шин, потерявших питание, к оставшемуся в работе трансформатору. Каждый трансформатор в рассматриваемом случае должен иметь мощность, достаточную для питания всей нагрузки подстанции. В случае, если мощность одного трансформатора недостаточна для питания всей нагрузки подстанции, при действии АВР должны приниматься меры для отключения части наименее ответственной нагрузки.

4. Подстанции В и Г (рис. 21.1, г) нормально питаются радиально от подстанций А и Б соответственно. Линия W3 находится под напряжением со стороны подстанции В, а выключатель Q5 нормально отключен. При аварийном отключении линии W2 устройство АВР, установленное на подстанции Г, включает выключатель Q5, таким образом питание подстанции Г переводится на подстанцию В по линии W3. При отключении линии W1 подстанция В и вместе с ней линия W3 остаются без напряжения. Исчезновение напряжения на трансформаторе напряжения TV также приводит в действие устройство АВР на подстанции Г, которое включением выключателя Q5 подает напряжение на подстанцию В от подстанции Г.

Опыт эксплуатации энергосистем показывает, что АВР является весьма эффективным средством повышения надежности электро-

снабжения. Успешность действия АВР составляет 90...95 %.

21.2. Основные требования к устройствам АВР

Все устройства АВР должны удовлетворять следующим основным требованиям.

1. Схема АВР должна приходить в действие в случае исчезновения напряжения на шинах потребителей по любой причине, в том числе при аварийном, ошибочном или самопроизвольном отключении выключателей рабочего источника питания, а также при исчезновении напряжения на шинах, от которых осуществляется питание рабочего источника. Включение резервного источника питания иногда допускается также при КЗ на шинах потребителя. Однако очень часто схема АВР блокируется, например, при работе дуговой защиты в комплектных распределительных устройствах. При отключении от максимальной защиты трансформаторов питающих шины НН, работе АВР, предпочтительна работа АПВ. Поэтому на стороне НН (СН) понижающих трансформаторов подстанций принимается комбинация АПВ-АВР. При отключении трансформатора его защитой от внутренних повреждений, работает АВР, а при отключении ввода его защитой – АПВ. Такое распределение предотвращает посадку напряжения, а иногда и повреждение секции, от которой осуществляется резервирование.

2. Для того чтобы уменьшить длительность перерыва питания потребителей, включение резервного источника питания должно производиться возможно быстрее, сразу же после отключения рабочего источника.

3. Включение резервного источника имеет смысл только в том случае, когда на нем имеется напряжение на уровне не ниже минимально допустимого.

4. Действие АВР должно быть однократным для того, чтобы не допускать нескольких включений резервного источника на устойчивое КЗ.

5. Схема АВР не должна приходить в действие до отключения выключателя рабочего источника для того, чтобы избежать включения резервного источника на КЗ в неотключившемся рабочем источнике. Выполнение этого требования исключает также возможное в отдельных случаях несинхронное включение двух источников питания.

6. Для того чтобы схема АВР действовала при исчезновении напряжения на шинах, питающих рабочий источник, когда его выключи-

чатель остается включенным, схема АВР должна дополняться специальным пусковым органом минимального напряжения.

7. Для ускорения отключения резервного источника питания при его включении на устойчивое КЗ должно предусматриваться ускорение действия защиты резервного источника после АВР. Это особенно важно в тех случаях, когда потребители, потерявшие питание, подключаются к другому источнику, несущему нагрузку. Быстрое отключение КЗ при этом необходимо для того, чтобы предотвратить нарушение нормальной работы потребителей, подключенных к резервному источнику питания. Ускоренная защита обычно действует по цепи ускорения без выдержки времени. На подстанциях, питающих большое количество электродвигателей, ускорение увеличивается до 0,3...0,5 с. Такое замедление ускоренной защиты необходимо для того, чтобы предотвратить ее неправильное срабатывание в случае кратковременного замыкания контактов токовых реле в момент включения выключателя под действием толчка тока, обусловленного сдвигом по фазе до 180° между напряжением энергосистемы и затухающей ЭДС тормозящихся электродвигателей.

21.3. Принцип действия АВР

Рассмотрим принцип действия АВР на примере двухтрансформаторной подстанции, приведенной на рис. 21.2. Питание потребителей нормально осуществляется от рабочего трансформатора Т1, Резервный трансформатор Т2 отключен и находится в автоматическом резерве. При отключении по любой причине выключателя Q1 трансформатора Т1 его вспомогательный контакт QF1.2 разрывает цепь обмотки промежуточного реле KL1. В результате якорь реле RL1, подтянутый при включенном положении выключателя, при снятии напряжения отпадает с некоторой выдержкой времени и размыкает контакты.

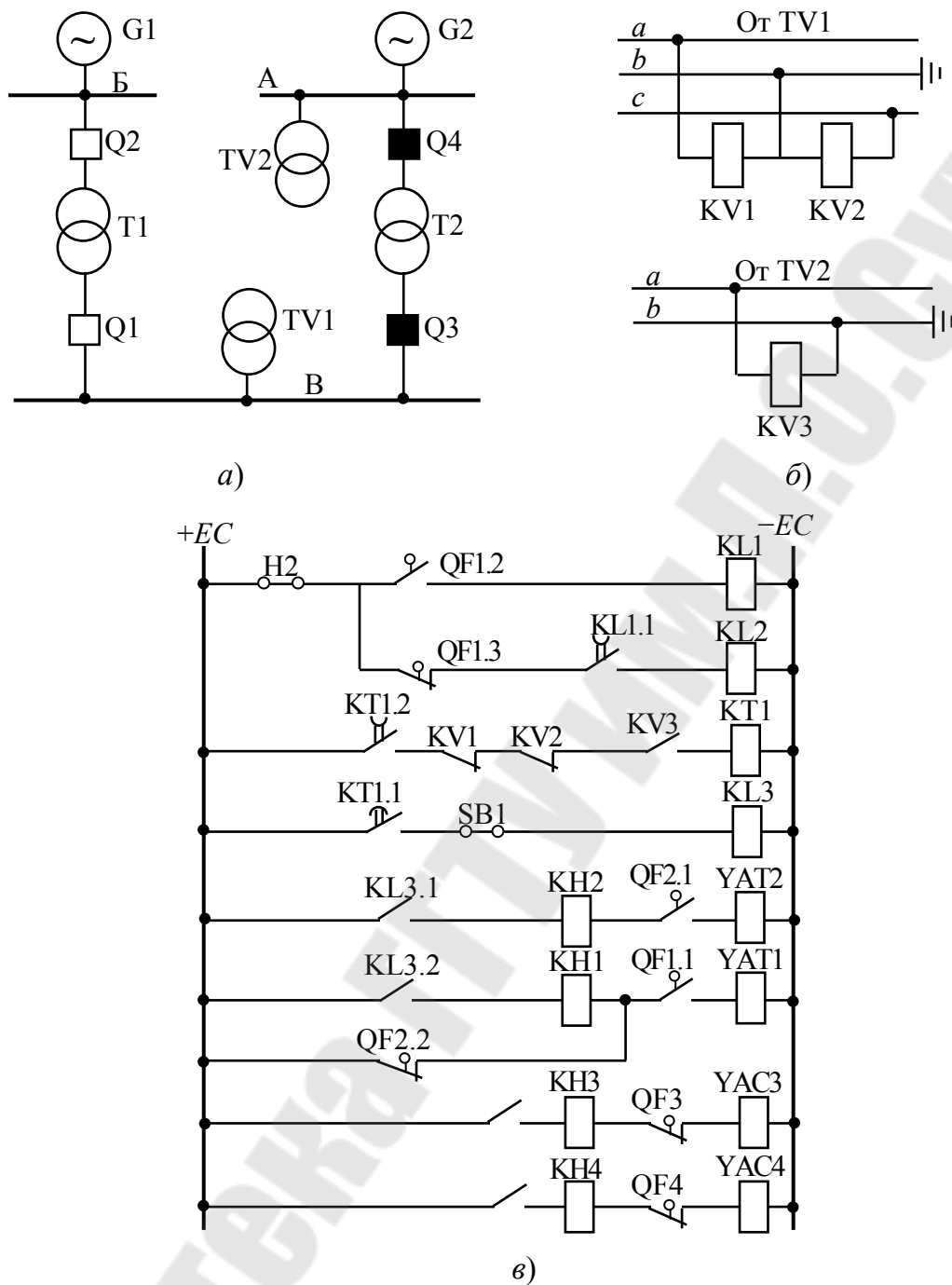


Рис. 21.2. Схема АВР одностороннего действия трансформатора:

- a* – схема первичных соединений;
- б* – цепи переменного напряжения;
- в* – цепи оперативного тока

Второй вспомогательный контакт QF1.3 выключателя Q1 замкнувшись, подает плюс через еще замкнутый контакт KL1.1 на обмотку промежуточного реле KL2, которое своими контактами произво-

дит включение выключателей Q3 и Q4 резервного трансформатора, воздействуя на контакторы включения YAC3 и YAC4. По истечении установленной выдержки времени реле KL1 размыкает контакты и разрывает цепь обмотки промежуточного реле KL2. Если резервный трансформатор будет включен действием АВР на устойчивое КЗ, и отключится релейной защитой, то его повторного включения не произойдет. Таким образом, реле KL1 обеспечивает однократность действия АВР и поэтому называется реле однократности включения. Реле KL1 вновь замкнет свои контакты и подготовит схему АВР к новому действию лишь после того, как будет восстановлена нормальная схема питания подстанции и включен выключатель Q1. Выдержка времени на размыкание контакта реле KL1 должна быть больше времени включения выключателей Q3 и Q4, для того чтобы они успели надежно включиться.

С целью обеспечения действия АВР при отключении выключателя Q2 от его вспомогательного контакта QF2.2 подается импульс на катушку отключения YAT1 выключателя Q1. После отключения выключателя Q1 АВР запускается и действует, как рассмотрено выше. Кроме рассмотренных случаев отключения рабочего трансформатора потребители также потеряют питание, если по какой-либо причине останутся без напряжения шины высшего напряжения подстанции Б. Схема АВР при этом не подействует, так как оба выключателя рабочего трансформатора остались включенными.

Для того чтобы обеспечить действие АВР и в этом случае, предусмотрен специальный пусковой орган минимального напряжения, включающий в себя реле KV1, KV2, KT1 и KL3. При исчезновении напряжения на шинах В подстанции реле минимального напряжения, подключенные к трансформатору напряжения TV1, замкнут свои контакты и подадут плюс оперативного тока на обмотку реле времени KT1 через контакт реле KV3. Реле KT1 при этом запустится и по истечении установленной выдержки времени подаст плюс на обмотку выходного промежуточного реле KL3, которое производит отключение выключателей Q1 и Q2 рабочего трансформатора. После отключения выключателя Q1, АВР действует, как рассмотрено выше.

Реле напряжения KV3 предусмотрено для того, чтобы предотвратить отключение трансформатора T1 от пускового органа минимального напряжения в случае отсутствия на шинах высшего напряжения А резервного трансформатора T2, когда действие АВР будет заведомо бесполезным. Реле напряжения KV3, подключенное к

трансформатору напряжения TV2 шин А, при отсутствии напряжения размыкает свой контакт и разрывает цепь от контактов реле KV1 и KV2 к обмотке реле времени КТ1.

В схеме АВР предусмотрены две накладки: SB1 – для отключения пускового органа минимального напряжения и Н2 – для вывода из работы всей схемы АВР. Действие АВР и пускового органа минимального напряжения сигнализируется указательными реле КН.

21.4. Пусковые органы минимального напряжения должны выполняться таким образом, чтобы они действовали только при исчезновении напряжения и не действовали при неисправностях в цепях напряжения.

Так, в рассмотренной схеме на рис. 21.2 и в схеме на рис. 21.3 контакты двух реле минимального напряжения KV1 и KV2 включены последовательно, что предотвращает отключение рабочего трансформатора Т1 при отключении одного из автоматических выключателей (предохранителей) в цепях напряжения. Однако ложное отключение трансформатора все же может произойти, если повредится трансформатор напряжения TV1 или отключатся оба автоматических выключателя в цепях напряжения. Для повышения надежности используются два реле минимального напряжения, включенные на разные трансформаторы напряжения.

Рассмотренные схемы пусковых органов минимального напряжения могут быть выполнены также с помощью двух реле времени (типа РВ-235) переменного напряжения, как показано на рис. 21.3, б. Эти реле, подключаемые непосредственно к трансформаторам напряжения, выполняют одновременно функции двух реле: реле минимального напряжения и реле времени. При исчезновении напряжения реле начинают работать и с установленной выдержкой времени замыкают цепь отключения выключателей рабочего источника питания.

Пусковой орган минимального напряжения может быть выполнен с одним реле времени КТ типа РВ-235К, которое включается через вспомогательное устройство типа ВУ-200, представляющее собой трехфазный выпрямительный мост (рис. 21.3, в). Это реле времени начинает работать лишь в том случае, если напряжение исчезнет одновременно на трех фазах. При отключении одного из автоматических выключателей в цепях напряжения реле не работает, так как на его обмотке остается напряжение от двух других фаз.

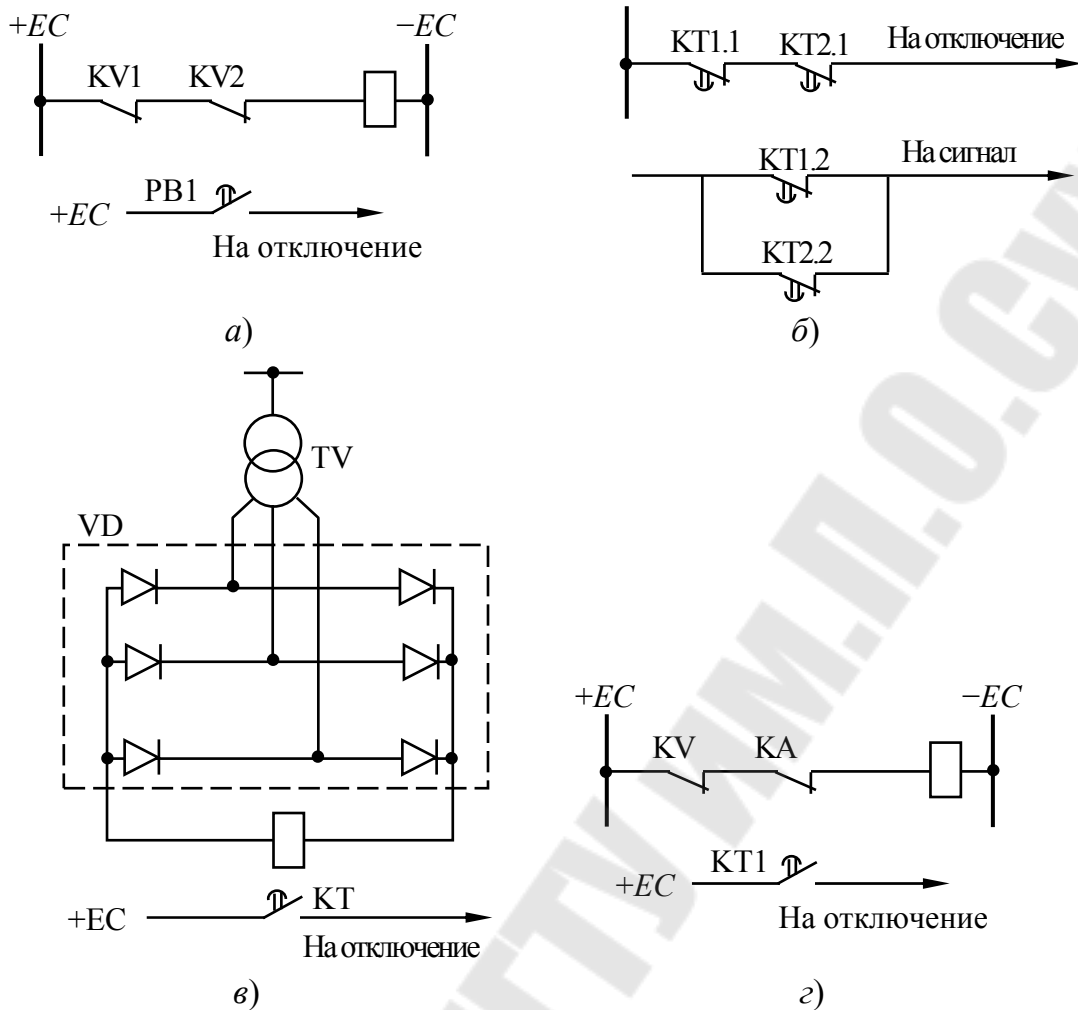


Рис. 21.3. Принципы выполнения пусковых органов АВР:

а, б, в – минимального напряжения;
 г – минимального тока и напряжения

В схеме, приведенной на рис. 21.3, г блокировка от нарушения цепей напряжения осуществляется с помощью реле минимального тока КТ, включенного в цепь трансформаторов тока рабочего источника питания. В нормальных условиях, когда рабочий источник питает нагрузку, по обмотке реле КТ проходит ток, и оно держит свои контакты разомкнутыми. В случае отключения рабочего источника или при исчезновении напряжения на питающих шинах, когда исчезает ток нагрузки, реле КТ замыкает свои контакты и совместно с реле минимального напряжения РН производит отключение рабочего источника питания.

При отключении источника, питающего шины высшего напряжения рабочего трансформатора или линии (например, шины Б на рис. 21.2), пусковой орган минимального напряжения может действо-

вать не сразу, так как в течение примерно 0,5...1,5 с синхронные и асинхронные, электродвигатели будут поддерживать на шинах остаточное напряжение, превышающее напряжение срабатывания реле минимального напряжения. Это обстоятельство задерживает работу АВР, поскольку вначале должно затухнуть остаточное напряжение до напряжения срабатывания пускового органа, а затем должен сработать пусковой орган, который всегда имеет выдержку времени, затем должен отключиться рабочий источник, и только после этого произойдет включение резервного источника.

Для ускорения действия АВР в указанных условиях пусковой орган целесообразно дополнять реле понижения частоты, который выявляет прекращение питания раньше, чем реле минимального напряжения. В самом деле, после отключения источника питания электродвигатели начинают резко снижать частоту вращения, благодаря чему частота остаточного напряжения также быстро снижается.

При уставке срабатывания реле понижения частоты 48 Гц оно сработает при снижении частоты вращения электродвигателя и синхронных компенсаторов всего на 4 %, что происходит уже через 0,1...0,2 с.

Схема пускового органа АВР с двумя реле понижения частоты приведена на рис. 21.4, *а*. Пусковой орган включает в себя два реле понижения частоты KF1 и KF2 (рис. 21.4, *б*). Реле KF1 подключено к трансформатору напряжения TV1 шин низшего напряжения, к которому подключены также реле напряжения KV1 и реле времени KT1 и KT2. Реле KF2 подключено к трансформатору напряжения TV2 шин резервного источника питания, к которому подключено также реле KV2.

Рассматриваемый пусковой орган работает следующим образом. При отключении источника, питающего шины высшего напряжения Б (рис. 21.4, *а*), электродвигатели, питающиеся от шин В, поддерживают на этих шинах остаточное напряжение, частота которого быстро снижается. При снижении частоты до уставки реле KF1 оно сработает и через контакт реле KV1, замкнутый вследствие наличия остаточного напряжения, и размыкающий контакт промежуточного реле KL1 воздействует на отключение выключателей рабочего источника питания. Благодаря наличию контакта реле напряжения KV1 предотвращается ложное срабатывание пускового органа при кратковременном снятии напряжения с обмотки реле частоты KF1, когда могут замкнуться его контакты.

В рассмотренном случае, когда срабатывание (замыкание контакта) реле РЧ1 происходит вследствие отключения рабочего источника питания, реле КF2 не замыкает контакт, так как на шинах подстанции А сохраняется нормальное напряжение. Реле КF2 предназначено для того, чтобы предотвратить отключение рабочего источника питания при общесистемном понижении частоты. В этом случае частота напряжения будет снижаться одинаково на всех шинах (А, Б, В), но первым сработает реле КF2, которое настраивается на более высокую уставку, чем реле КF1. Сработав, реле КF2 воздействует на промежуточное реле КL1, которое своим контактом размыкает цепь от контакта реле КF1, предотвращая отключение рабочего источника питания при срабатывании реле КF1.

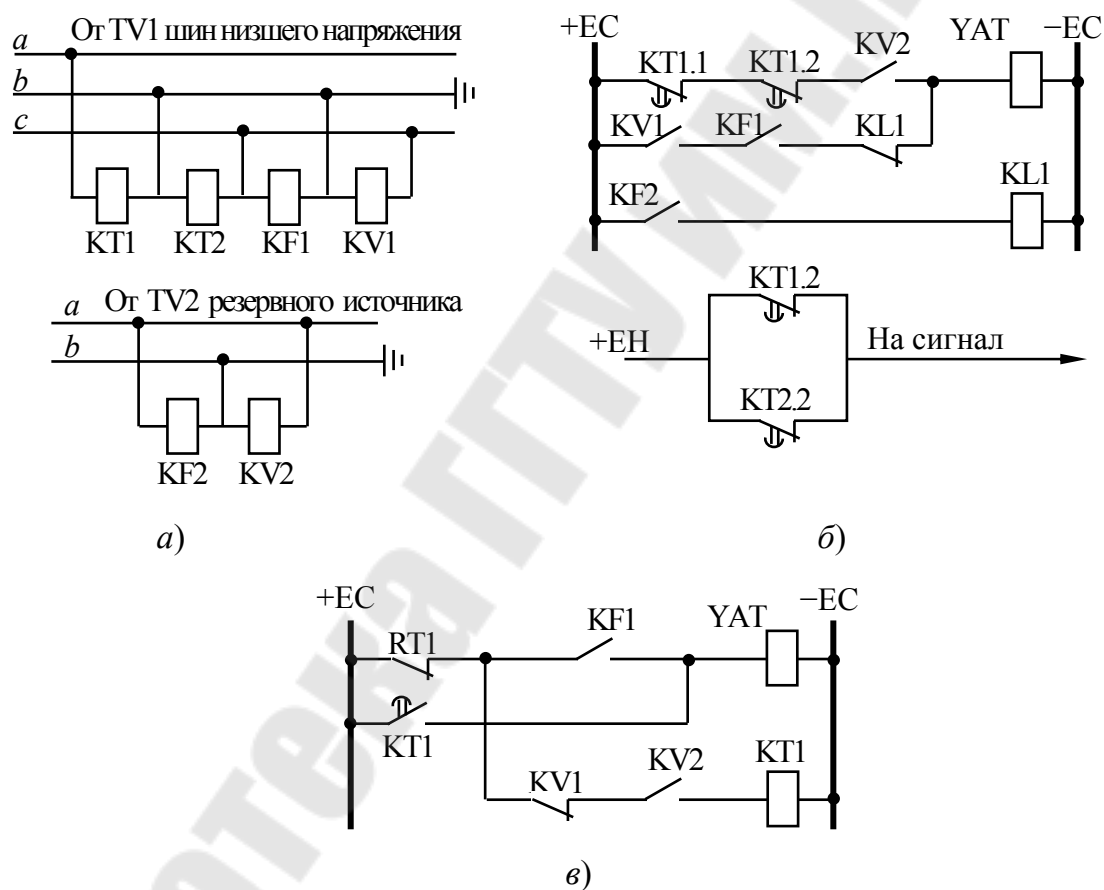


Рис. 21.4. Принципы выполнения пусковых органов АВР, реагирующих на понижение частоты: а – цепи переменного напряжения для схемы с двумя реле частоты; б – цепи оперативного тока для схемы с двумя реле частоты; в – цепи оперативного тока для схемы с одним реле частоты в сочетании с пусковым органом минимального тока и напряжения

На рис. 21.4, в изображена более простая схема пускового орга-

на с одним реле понижения частоты в сочетании с пусковым органом минимального тока.

В случае отключения источника, питающего шины высшего напряжения Б, исчезнет ток в рабочем трансформаторе и понизится частота остаточного напряжения на шинах В. При этом сработают и замкнут контакты реле минимального тока КТ1 и реле частоты КФ1, что приведет к созданию цепи на отключение рабочего трансформатора. Реле частоты КФ1 может сработать, и при общесистемном снижении частоты, но цепи на отключение рабочего источника при этом не создастся, так как по рабочему трансформатору будет проходить ток нагрузки, и поэтому контакт реле КТ1 останется разомкнутым. С помощью реле напряжения КВ1, КВ2 и реле времени КТ1 в рассматриваемой схеме осуществляется пусковой орган минимального напряжения.

21.5. Автоматическое включение резерва на подстанциях. На подстанциях высокого напряжения находят широкое применение АВР разных типов. Наряду с АВР трансформаторов применяются АВР секционных и шиносоединительных выключателей и АВР линий.

21.6. Сетевые АВР. В распределительных сетях находят широкое применение АВР, обеспечивающие при своем срабатывании восстановление питания нескольких подстанций сети, так называемые сетевые АВР. Схема такого АВР приведена на рис. 21.5. Устройство АВР двухстороннего действия обеспечивает восстановление питания участков сети, расположенных слева и справа от подстанции В, в случае нарушения питания от подстанций А и Д соответственно. Пуск АВР осуществляется контактами реле напряжения КВ1 или КВ2, подключенными к трансформаторам напряжения ТВ1 и ТВ2 соответственно. В цепи обмотки реле времени КТ1 пускового органа АВР включены замыкающие контакты автоматических выключателей SF1 и SF2, предотвращающие ложное срабатывание пускового органа в случае неисправности цепей напряжения, а также замыкающие контакты реле напряжения КВ3 и КВ4, контролирующие наличие напряжения со стороны резервного источника.

В схеме пускового органа АВР предусмотрено второе реле времени КТ2 для возможности осуществления двух различных уставок по времени в случае отключения источников питания от подстанций А и Д. Однократность действия рассматриваемой схемы АВР обеспечивается двухпозиционным реле переменного тока КЛ1 типа РП-9.

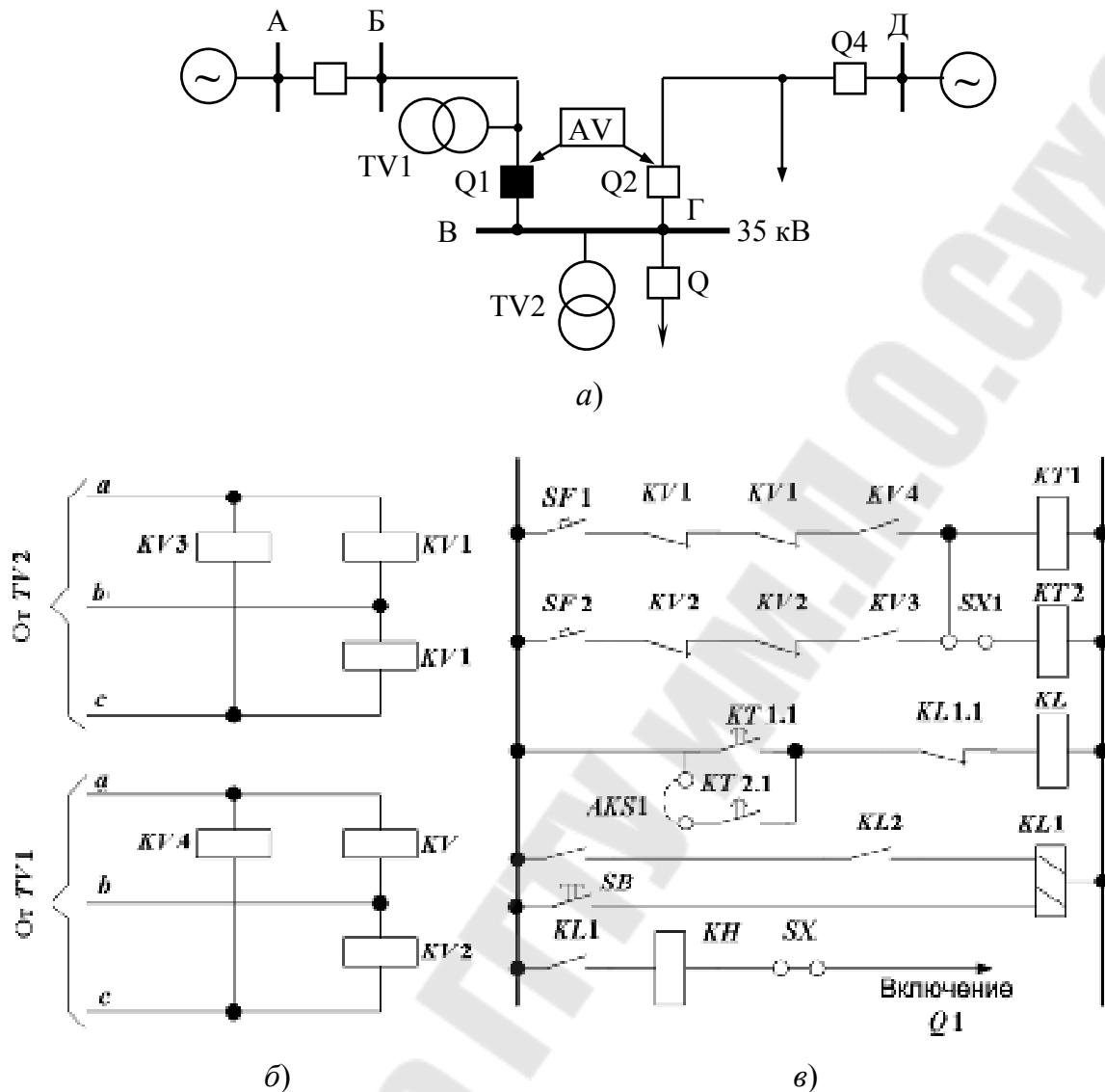


Рис. 21.5. Схема сетевого АВР: а – схема сети;
 б – цепи напряжения; в – оперативные цепи

В нормальном режиме замкнуты контакты реле $KL1.1$ и подготовлена цепь обмотки выходного промежуточного реле KL . После срабатывания KL , подающего импульс на включение $Q1$, и замыкания контактов реле положения «Включено», фиксирующего завершение процесса включения $Q1$, реле $KL1$ срабатывает и переключает свои контакты, размыкая $KL1.1$ в цепи обмотки KL . Возврат реле $KL1$ и подготовка схемы АВР к новому действию осуществляются нажатием кнопки SB . Эту операцию выполняет персонал оперативно-выездной бригады, отправляющийся на подстанцию при поступлении сигнала о срабатывании АВР. Действие сетевого АВР увязывается с АПВ линий, что обеспечивает наибольшую эффективность действия автома-

тики. Релейная защита в рассматриваемой сети должна выполняться с учетом возможности питания промежуточных подстанций как от одного, так и от другого источника.

21.7. Быстродействующее АВР (БАВР) предназначено для повышения надежности электроснабжения синхронных двигателей 6-10 кВ и обеспечения их результирующей устойчивости при кратковременных нарушениях электроснабжения, а также для обеспечения их группового самозапуска без гашения возбуждения. Для этого требуется быстро выявить факт потери питания со стороны основного источника, проверить отсутствие повреждения на шинах, отключить основной ввод питания и включить выключатель резервного источника. Включение можно произвести либо до того, как вектора ЭДС двигателей и напряжения резервного источника разойдутся на недопустимый угол δ (для большинства СД $\delta_{\text{доп}} \leq 0,5\pi$), или после окончания первого цикла проворота, когда напряжения опять совпадут по фазе ($\delta_{\text{доп}} = 2\pi$). В этом случае ток включения и электромагнитный момент СД не превышают допустимых значений.

21.8. Типовые схемы АВР с помощью микроэлектронной аппаратуры. Фирма «Энергомашвин» выпускает комплектное устройство напряжения УЗА АН, с помощью которого можно выполнить АВР.

На рис. 21.6 показаны цепи действия АВР на секционный выключатель и выключатель ввода.

Выходные контакты защиты минимального напряжения (ЗМН) действуют на отключение ввода 6-10 кВ без блокировки АВР. Для этого служит разделительный диод VD1. Если же отключение ввода происходит от защит, запрещающих АВР, оперативно или по локальной сети, то срабатывает реле блокировки АВР КЛ с задержкой при возврате (РП252 или реле R4 с конденсатором). При отключении же питающего трансформатора от защит АВР выполняется.

Команда на включение секционного выключателя подается после отключения выключателя ввода через его размыкающий блок-контакт, замыкающий контакт реле положения «включено» КQC1 и размыкающий контакт реле блокировки. Если отключение ввода происходит без блокировки АВР, то реле КЛ не срабатывает, а реле КQC1 возвращается после отключения выключателя с задержкой, достаточной для надежного включения секционного выключателя.

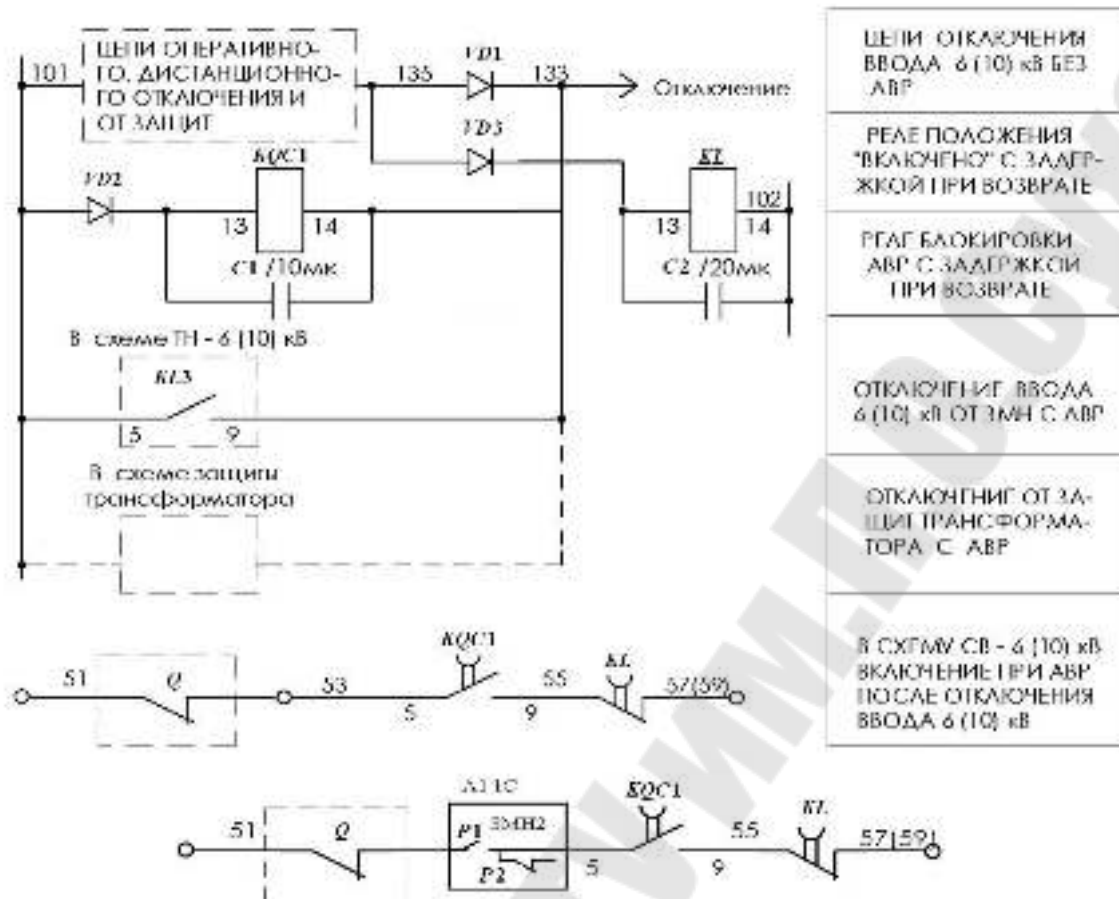


Рис. 21.6. Схема цепей АВР с применением реле УЗА АН

В ряде случаев перед включением секционного выключателя от АВР требуется проверить отсутствие напряжения на рабочей секции. Дело в том, что выключатель ввода может отключиться не только от ЗМН, но и от других защит трансформатора.

В этом случае АВР действует немедленно после отключения ввода и может быть подано напряжение на секцию без контроля напряжения, например на работающие синхронные двигатели. Для того чтобы избежать такой возможности подачи напряжения, в цепи включения СВ от АВР можно установить входящий в состав УЗА АН второй комплект ЗМН, используя его для контроля отсутствия напряжения на секции (рис. 21.6).

21.9. Расчет уставок АВР

а. Реле однократного включения. Выдержка времени промежуточного реле однократного включения $t_{об}$ от момента снятия напряжения с его обмотки до размыкания контакта должна с некоторым запасом превышать время включения выключателя резервного источ-

ника питания:

$$t_{\text{об}} = t_{\text{вкл}} + t_{\text{зап}}, \quad (21.1)$$

где $t_{\text{вкл}}$ – время включения выключателя резервного источника питания; если выключателей два, то выключателя, имеющего большее время включения;

$t_{\text{зап}}$ – время запаса, принимаемое равным 0,3...0,5 с.

б. Пусковой орган минимального напряжения. Напряжение срабатывания реле минимального напряжения при выполнении пускового органа выбирается так, чтобы пусковой орган срабатывал только при полном исчезновении напряжения и не приходил в действие при понижениях напряжения, вызванных КЗ или самозапуском электродвигателей.

Для выполнения этого условия напряжение срабатывания реле минимального напряжения (напряжение, при котором возвращается якорь реле) должно быть равным:

$$U_{\text{ср}} = U_{\text{ост.н}} / K_{\text{н}} \cdot K_{\text{У}}; \quad (21.2)$$

$$U_{\text{ср}} = U_{\text{зап}} / K_{\text{н}} \cdot K_{\text{У}}, \quad (21.3)$$

где $U_{\text{ост.н}}$ – наименьшее расчетное значение остаточного напряжения при КЗ;

$U_{\text{зап}}$ – наименьшее напряжение при самозапуске электродвигателей;

$K_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, принимаемый 1,25;

$K_{\text{У}}$ – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Для определения наименьшего остаточного напряжения производятся расчеты при трехфазных КЗ за реакторами и трансформаторами (точки 1, 2, 3 на рис. 21.7) и расчет самозапуска электродвигателей. Принимается меньшее значение напряжения срабатывания, из полученных по формулам (21.2) и (21.3).

В большинстве случаев обоим условиям удовлетворяет напряжение срабатывания, равное:

$$U_{\text{ср}} = (0,25 \dots 0,4) U_{\text{ном}}, \quad (21.4)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение электроустановки.

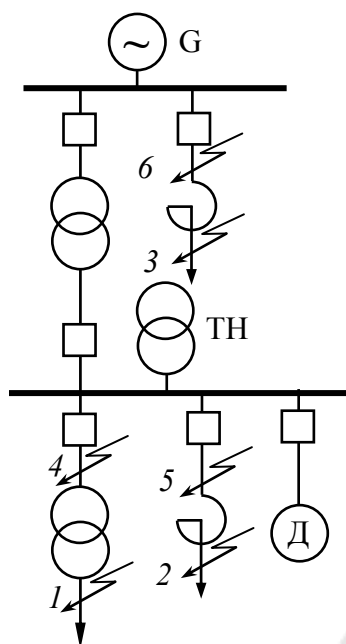


Рис. 21.7. К выбору уставок пусковых органов АВР

Выдержка времени пускового органа минимального напряжения должна быть на ступень селективности больше выдержек времени защит, в зоне действия которых остаточное напряжение при КЗ оказывается ниже напряжения срабатывания реле минимального напряжения или реле времени. Такой зоной являются участки до реакторов (точки 5, 6) и до трансформаторов (точка 4) на рис. 21.7.

Таким образом, выдержка времени пускового органа минимального напряжения должна быть равна:

$$t_{\text{по}} = t_1 + \Delta t; \quad (21.5)$$

$$t_{\text{по}} = t_2 + \Delta t, \quad (21.6)$$

где t_1 – наибольшая выдержка времени защиты присоединений, отходящих от шин высшего напряжения подстанции;

t_2 – наибольшая выдержка времени защиты присоединений, отходящих от шин низшего напряжения подстанции;

Δt – ступень селективности, равная 0,4... 0,5 с.

Чем меньше выдержка времени пускового органа АВР, тем меньше перерыв питания потребителей. Поэтому при выборе уставок пускового органа следует стремиться к тому, чтобы выдержка времени была по возможности меньше.

в. Пусковой орган минимального тока и напряжения. Напряжение срабатывания реле минимального напряжения пускового орга-

на минимального тока и напряжения выбирается, как рассмотрено выше, по формулам (21.2), (21.3). При этом отстраиваться следует только от КЗ в точке 3 (рис. 21.7), так как при КЗ в точках 4 и 5 через трансформатор проходит большой ток КЗ и реле T держит контакт разомкнутым.

Ток срабатывания реле минимального тока должен быть меньше минимального тока нагрузки и определяется по формуле:

$$I_{\text{ср}} = I_{\text{нагр.мин}} / K_{\text{н}} K_I, \quad (21.7)$$

где $I_{\text{нагр.мин}}$ – минимальный ток нагрузки трансформатора;
 $K_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,5;
 K_I – коэффициент трансформации ТТ.

Выдержка времени определяется только по формуле (21.5) из условия согласования с защитой, действующей при КЗ в точке 6 (рис. 21.7). Согласования с защитами присоединений шин низшего напряжения не требуется.

г. Реле контроля наличия напряжения на резервном источнике питания. Напряжение срабатывания этого реле определяется из условия отстройки от минимального рабочего напряжения по формуле:

$$U_{\text{ср}} = U_{\text{раб.мин}} / K_{\text{н}} K_{\text{в}} K_U, \quad (21.8)$$

где $U_{\text{раб.мин}}$ – минимальное рабочее напряжение;
 $K_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,2;
 $K_{\text{в}}$ – коэффициент возврата реле.

Контрольные вопросы

1. Назначение устройств АВР.
2. Основные требования к устройствам АВР.
3. Принцип действия АВР.
4. Пусковые органы АВР.
5. АВР на подстанциях.
6. Сетевые АВР.
7. Микропроцессорные устройства АВР.
8. Расчет уставок АВР.

ЛЕКЦИЯ № 22

Автоматическая частотная разгрузка (АЧР)

Содержание лекции

- 22.1. Назначение и основные принципы выполнения АЧР.
- 22.2. Предотвращение ложных отключений потребителей от АЧР при кратковременных понижениях частоты в энергосистеме.
- 22.3. Автоматическое включение потребителей после АЧР.
- 22.4. Аппаратура, применяемая для АЧР.
- 22.5. Схемы АЧР и ЧАПВ.
- 22.6. Управление батареями конденсаторов.

22.1. Назначение и основные принципы выполнения АЧР

Пока в энергосистеме имеется вращающийся резерв активной мощности, системы регулирования частоты и мощности должны поддерживать заданный уровень частоты. После того как вращающийся резерв будет исчерпан, дефицит активной мощности, вызванный отключением части генераторов или включением новых потребителей, повлечет за собой снижение частоты в энергосистеме. Современные мощные тепловые и атомные энергоблоки имеют малый диапазон регулирования активной мощности, что не позволяет выполнить надежное регулирование частоты и активной мощности в необходимом диапазоне. Поэтому зачастую применяют ручное регулирование частоты, которое часто заключается в пуске и останове блоков и поэтому мощность меняется ступенчато, образуя либо дефицит, либо избыток мощности. При параллельной работе, удается удержать частоту близкой к номинальной за счет того, что по линиям электропередачи протекает уравнивающий переток мощности, покрывающий ее избыток или дефицит. Однако в случаях отделения отдельного узла в энергосистеме, возникает дефицит мощности, который не может быть покрыт за счет вращающегося резерва.

Небольшое снижение частоты, на несколько десятых Гц, не представляет опасности для нормальной работы энергосистемы, хотя и влечет за собой ухудшение экономических показателей. Снижение же частоты более чем на 1...2 Гц представляет серьезную опасность и может привести к полному расстройству работы энергосистемы.

Это в первую очередь определяется тем, что при понижении частоты снижается скорость вращения электродвигателей, а следовательно, снижается и производительность приводимых ими механиз-

мов собственного расхода тепловых электростанций. Вследствие снижения производительности механизмов собственного расхода резко уменьшается располагаемая мощность тепловых электростанций, особенно электростанций высокого давления, что влечет за собой дальнейшее снижение частоты в энергосистеме. Это касается также и атомных электростанций. Таким образом, происходит лавинообразный процесс – «лавины частоты», который может привести к полному расстройству работы энергосистемы.

Современные крупные паровые турбины не могут длительно работать при низкой частоте из-за опасности повреждения их рабочих лопаток. Дело в том, что каждый ряд лопаток имеет собственную частоту резонанса, все группы лопаток имеют разные размеры и конструкторам турбин приходится долго заниматься тем, чтобы вывести все группы лопаток из резонанса при частоте вращения близкой к номинальной. Если та или другая группа лопаток турбины попадет в резонанс, она может быть через некоторое время повреждена. Зона, свободная от резонансов составляет 1...2 Гц и недопустима длительная работа системы при частотах выходящих за этот диапазон.

Процесс снижения частоты в энергосистеме сопровождается также снижением напряжения, что происходит вследствие уменьшения частоты вращения возбуждителей, расположенных на одном валу с основными генераторами. Если регуляторы возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов не смогут удержать напряжение, то также может возникнуть лавинообразный процесс – «лавины напряжения», так как снижение напряжения сопровождается увеличением потребления реактивной мощности, что еще более усложнит положение в энергосистеме.

Аварийное снижение частоты в энергосистеме, вызванное внезапным возникновением значительного дефицита активной мощности, протекает очень быстро, в течение нескольких секунд. Поэтому дежурный персонал не успевает принять каких-либо мер, вследствие чего ликвидация аварийного режима должна возлагаться на устройства автоматики.

Для предотвращения развития аварии должны быть немедленно мобилизованы все резервы активной мощности, имеющиеся на электростанциях. Все вращающиеся агрегаты загружаются до предела с учетом допустимых кратковременных перегрузок. Поскольку вращающийся резерв невелик, он не может покрыть большой дефицит мощности, возникший в узле.

При отсутствии вращающегося резерва единственно возможным способом восстановления частоты является отключение части наименее ответственных потребителей. Это и осуществляется с помощью специальных устройств – автоматической частотной разгрузки (АЧР), срабатывающих при опасном снижении частоты.

Действие АЧР всегда связано с определенным ущербом, поскольку отключение линий, питающих электроэнергией промышленные предприятия, сельскохозяйственные и другие потребители, влечет за собой недовыработку продукции, появление брака и т. п. Несмотря на это, АЧР широко используется в ЭЭС как средство предотвращения значительно больших убытков из-за полного расстройтва работы энергосистемы, если не будут приняты срочные меры по ликвидации дефицита активной мощности.

Глубина снижения частоты зависит не только от дефицита мощности в первый момент аварии, но и от характера нагрузки. Потребление мощности одной группой потребителей, к которой относятся электроосветительные приборы и другие установки, имеющие чисто активную нагрузку, не зависит от частоты и при ее снижении остается постоянным. Потребление же другой группы потребителей – электродвигателей переменного тока при уменьшении частоты снижается. Чем больше в энергосистеме доля нагрузки первой группы, тем больше понизится частота при возникновении одинакового дефицита активной мощности. Нагрузка потребителей второй группы будет в некоторой степени сглаживать эффект снижения частоты, поскольку одновременно будет уменьшаться потребление мощности электродвигателями.

Уменьшение мощности, потребляемой нагрузкой при снижении частоты, или, как говорят, регулирующий эффект нагрузки, характеризуется коэффициентом $K_{\text{нагр}}$, равным отношению:

$$K_{\text{нагр}} = \Delta P \% / \Delta f \% . \quad (22.14)$$

Коэффициент регулирующего эффекта нагрузки показывает, на сколько процентов уменьшается потребление нагрузкой активной мощности на каждый процент снижения частоты. Значение коэффициента регулирующего эффекта нагрузки должно определяться специальными испытаниями и принимается при расчетах равным 2,5...4.

Устройства АЧР должны устанавливаться там, где возможно возникновение значительного дефицита активной мощности во всей энергосистеме или в отдельных ее районах, а мощность потребителей,

отключаемых при срабатывании АЧР, должна быть достаточной для предотвращения снижения частоты, угрожающего нарушением работы механизмов собственного расхода электростанций, что может повлечь за собой лавину частоты. Устройства АЧР должны выполняться с таким расчетом, чтобы была полностью исключена возможность даже кратковременного снижения частоты ниже критического значения, равного 45 Гц. Необходимо учитывать все реально возможные случаи аварийных отключений генерирующей мощности и снижения частоты ниже 45 Гц. Время работы с частотой ниже 47 Гц не должно превышать 20 с, а с частотой ниже 48,5 Гц – 60 с. Допустимое время снижения частоты ниже 49 Гц по условиям работы АЭС равно 2 минуты.

Чем больший дефицит мощности может возникнуть, тем на большую мощность должно быть отключено потребителей. Для того, чтобы суммарная мощность нагрузки потребителей, отключаемых действием АЧР, хотя бы примерно соответствовала дефициту активной мощности, возникшему при данной аварии, АЧР, как правило, выполняется многоступенчатой, в несколько очередей, отличающихся уставками по частоте срабатывания.

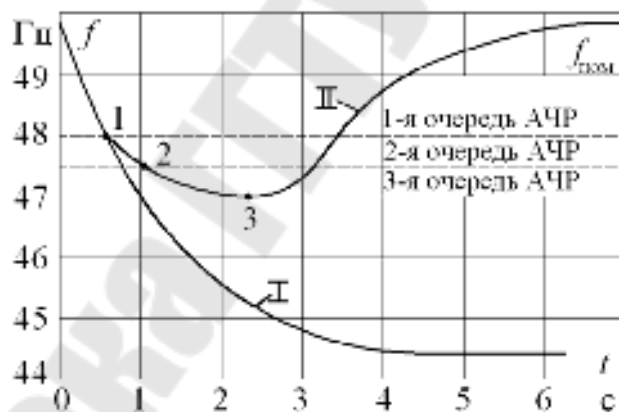


Рис. 22.1. Изменение частоты при возникновении дефицита активной мощности I – при отсутствии АЧР; II – при наличии АЧР

На рис. 22.1 приведены кривые, характеризующие процесс изменения частоты в энергосистеме при внезапном возникновении дефицита активной мощности. Если в энергосистеме отсутствует АЧР, то снижение частоты, вызванное дефицитом активной мощности, будет продолжаться до такого установившегося значения, при котором за счет регулирующего эффекта нагрузки и действия регуляторов частоты вращения турбин вновь восстановится баланс генерируемой и

потребляемой мощности при новом сниженном значении частоты – (кривая I). Для восстановления в энергосистеме нормальной частоты в этом случае необходимо вручную отключить часть нагрузки потребителей, суммарное потребление мощности которыми при частоте 50 Гц равно дефициту мощности, вызвавшему аварийное снижение частоты. Учитывая возможные аварийные режимы, доля нагрузки, подключенной к АЧР, в энергосистемах составляет порядка 60 %.

Иначе будет протекать процесс изменения частоты при наличии АЧР (кривая II). Пусть, например, автоматическая частотная разгрузка состоит из трех очередей с уставками срабатывания 48; 47,5 и 47 Гц. Когда частота снизится до 48 Гц (точка 1), сработают АЧР первой очереди и отключат часть потребителей, дефицит активной мощности уменьшится, благодаря чему уменьшится и скорость снижения частоты. При частоте 47,5 Гц (точка 2) сработают АЧР 2-й очереди и, отключая дополнительно часть потребителей, еще больше уменьшат дефицит активной мощности и скорость снижения частоты. При частоте 47 Гц (точка 3) сработают АЧР 3-й очереди и отключат еще часть потребителей. Снижение частоты остановится. Однако, как уже говорилось, для сохранения надежной работы системы частоту необходимо поднять выше 49,0 Гц. Таким образом, работа АЧР должна быть продолжена другими устройствами АЧР. Устройства АЧР, используемые для ликвидации аварийного дефицита активной мощности в энергосистемах, подразделяются на три основные категории.

Первая категория автоматической частотной разгрузки АЧР I является быстродействующей ($t = 0,3 - 0,5$ с) с уставками срабатывания от 48,5 Гц (в отдельных случаях от 49,2 Гц до 46,5 Гц. Назначение очередей АЧР I – не допустить глубокого снижения частоты в первое время развития аварии. Уставки срабатывания отдельных очередей АЧР I отличаются одна от другой на 0,1 Гц. Мощность, подключаемая к АЧР I, равномерно распределяется между очередями.

Вторая категория автоматической частотной разгрузки – АЧР II предназначена для восстановления частоты до длительно допустимого значения – выше 49,0 Гц. АЧР II работает после отключения части потребителей от АЧР I, когда снижение частоты прекращается, и она устанавливается на уровне 47,5...48,5 Гц.

Уставки срабатывания всех АЧР II принимаются близкими по частоте в диапазоне 48,5...48,8 Гц. Выдержки времени АЧР II отличаются друг от друга на 3 с и принимаются равными 5...90 с. Большие выдержки времени АЧР II принимаются для того, чтобы постепенно

довести частоту до нужной величины, не допустив повышения ее до величины существенно выше 49 Гц. Считается, что энергосистема может устойчиво и длительно работать при частоте превышающей 49,2 Гц и доведение ее до номинальной, означает, что будет отключена дополнительная часть потребителей, которая могла бы остаться в работе.

Совмещенная АЧР состоит из двух устройств АЧРІ – АЧРІІ, действующих на одну и ту же нагрузку.

Кроме двух категорий автоматической частотной разгрузки – АЧРІ и АЧРІІ в эксплуатации применяются некоторые другие очереди АЧР. Специальная очередь АЧР – имеющая уставки 49,2 Гц, и время 0,3...0,5 с должна препятствовать понижению частоты ниже 49,2 Гц, а защитная очередь АЧР 49,1 Гц 0,3...0,5 с не должна допустить снижения частоты ниже 49 Гц, опасной вследствие возможной разгрузки атомных электростанций и дальнейшего снижения частоты. Мощность нагрузки, подключенная к двум последним очередям АЧР недостаточна для того, чтобы обеспечить подъем частоты при тяжелых авариях, связанных с выделением узла со значительным дефицитом мощности. Эта задача возлагается на мощность, подключенную к АЧРІ и АЧРІІ.

Таким образом, в современных условиях имеется 2 категории АЧР. Одна – специальная очередь и защитная очередь удерживает частоту на длительно допустимом уровне и нужна для работы системы при недостатке генерирующей мощности, когда не представляется возможным удерживать номинальную частоту, так как для этого требуется отключить добавочное количество потребителей. Вторая система АЧР нужна для работы при аварийно возникших больших дефицитах мощности, отключает значительно больший объем нагрузки и также доводит частоту до длительно допустимого уровня превышающего 49,0 Гц. При выборе подключаемых к АЧР потребителей оценивается их значение – возникающий ущерб, брак или снижение выпуска продукции, повреждение оборудования, опасность для жизни людей и т.д. Важен также порядок подключения потребителей к очередям АЧР: потребители, подключенные к очередям АЧР, имеющим более высокие уставки по частоте и меньшие выдержки времени, отключаются чаще.

У ответственных потребителей нагрузка разделяются на несколько категорий. Наиболее ответственная нагрузка 1 категории обычно отключению не подлежит. Для того чтобы иметь возможность избе-

жать отключения ответственных потребителей 1 категории при работе АЧР для отключения остальной нагрузки, стремятся приблизить места установки АЧР к потребителю, это означает, что АЧР необходимо выполнять на каждой подстанции.

22.2. Предотвращение ложных отключений потребителей от АЧР при кратковременных понижениях частоты в энергосистеме

При отключении связи с энергосистемой питание обесточенных потребителей может быть восстановлено спустя небольшое время действием АПВ линий или трансформатора, а также АВР секционного выключателя. Однако за время, пока будет нарушена связь с энергосистемой, потребители подстанций могут быть отключены ложным действием АЧР. Это происходит потому, что, после отключения источника питания, напряжение на шинах подстанции с синхронными компенсаторами или мощными синхронными двигателями, а также и асинхронными электродвигателями сразу не исчезает, а некоторое время поддерживается. Величина напряжения может быть достаточной для срабатывания АЧР, а частота снижается за счет уменьшения скорости вращения электродвигателя. Это в первую очередь относится к быстродействующим очередям АЧР: АЧР I, спецочередь и защитной очереди АЧР. АЧР II сработать не успевает, так как имеет значительные выдержки времени. При разработке аппаратуры АЧР напряжение, при котором реле АЧР еще работает, стремятся сделать по возможности более низким для предотвращения его отказа при больших дефицитах мощности сопровождающихся «лавиной напряжения». Это еще более увеличивает опасность ложной работы АЧР.

В практике эксплуатации применяются специальные блокировки, предотвращающие ложное срабатывание АЧР в рассматриваемом режиме. На рис. 22.2, б показана одна из таких схем, в которой плюс на контакт РЧ реле частоты АЧР подается через контакт блокирующего реле направления мощности РМ. При наличии связи с энергосистемой, когда подстанция потребляет активную мощность, реле направления мощности держит свой контакт замкнутым, как показано на рис. 22.3, б, разрешая действовать АЧР. После отключения подстанции от питающей сети активная мощность по трансформатору проходить не будет или будет направлена в сторону шин высшего напряжения. При этом реле направления мощности разомкнет свой контакт и снимет плюс с контакта реле частоты, предотвращая ложное срабатывание АЧР. При наличии на подстанции значительной нагрузки, мало

изменяющейся в зависимости от времени суток и дня недели реле мощности может быть заменено токовым реле.

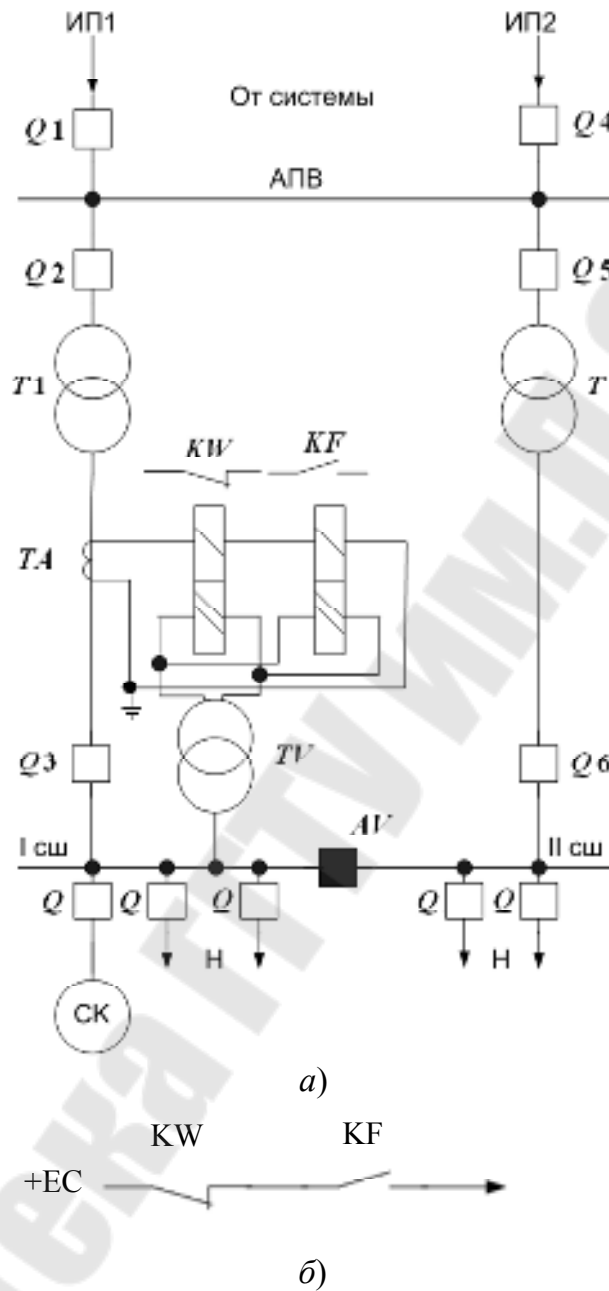


Рис. 22.2. Предотвращение срабатывания АЧР при отключении подстанции с синхронным компенсатором или синхронными электродвигателями: а – схема подстанции; б – блокировка АЧР

Применяются и другие способы блокировки АЧР от неправильной работы при снижении напряжения. К ним относится блокировка по скорости снижения частоты. Дело в том, что при самых тяжелых авариях частота в системе снижается медленнее, чем это происходит при снятии напряжения с двигателей. На устройствах совмещенной

АЧРІ – АЧРІІ для блокировки используются сами измерительные органы АЧР: Уставка по частоте АЧРІІ больше чем АЧРІ. Реле времени пускается при срабатывании измерительного органа АЧРІІ и останавливается при срабатывании ИО АЧРІ. Зависимость между скоростью снижения частоты и уставками АЧР выглядит следующим образом:

$$dF = (f_{11} - f_1)/t,$$

где dF – скорость изменения частоты;

f_{11} – уставка по частоте АЧРІІ;

f_1 – уставка по частоте АЧРІ;

t – время между срабатыванием ИО АЧРІІ и АЧРІ.

Выдержка времени на реле определяется по формуле:

$$t = (f_{11} - f_1) / dF, \quad (22.1)$$

Уставки АЧРІІ и АЧРІ заданы, исходя из режимных соображений, уставка по времени блокировки определяется по формуле (22.1), исходя из скорости снижения частоты 4 Гц в с.

В энергосистемах, имеющих значительное количество заводов, оснащенных крупными электродвигателями, такое решение оказалось неприемлемым ввиду низкой скорости снижения частоты. Поэтому там широко применяется метод взаимной блокировки между АЧР разных секций: АЧР двух секций срабатывает, если сработали оба ИО АЧР.

При отсутствии блокировки для исправления ложного действия АЧР можно применить АПВ после АЧР. Такой метод рекомендуется директивными материалами. Однако он не всегда эффективен, так как в условиях длительной работы при пониженной частоте частота в сети может быть ниже уставки ЧАПВ.

22.3. Автоматическое включение потребителей после АЧР

Для ускорения восстановления питания потребителей, отключенных при срабатывании АЧР, применяется специальный вид автоматики – АПВ после АЧР (или ЧАПВ). Устройство ЧАПВ срабатывает после восстановления частоты в энергосистеме и дает импульс на включение отключенных от АЧР потребителей.

Устройство ЧАПВ является весьма эффективным средством автоматики, ускоряющим восстановление питания потребителей, отключавшихся действием АЧР. Поэтому ЧАПВ целесообразно применять везде, где установлена АЧР. В первую очередь ЧАПВ следует выполнять на подстанциях с ответственными потребителями, на под-

станциях без постоянного обслуживающего персонала, с дежурством на дому, далеко расположенных от места размещения оперативно-выездных бригад.

Действие ЧАПВ должно осуществляться при частоте 49,5...50 Гц. Начальная уставка по времени ЧАПВ принимается равной 10-20 с, конечная – в зависимости от конкретных условий. Минимальный интервал по времени между смежными очередями ЧАПВ в пределах энергосистемы или отдельного узла – 5 с. Мощности нагрузки по очередям ЧАПВ обычно распределяются равномерно. Очередность подключения потребителей к ЧАПВ – обратная очередности АЧР, т. е. к последним очередям АЧР подключаются первые очереди ЧАПВ.

Доля нагрузки, подключаемой к ЧАПВ, в каждом конкретном случае должна определяться с учетом местных условий: возможности повторного снижения частоты в отделившихся на изолированную работу районах, перегрузки линий электропередачи, замедления восстановления параллельной работы действием АПВ с улавливанием синхронизма, автоматическому запуску гидрогенераторов, запуску газовых турбин и т. д.

Не следует забывать также о необходимости корректировки неправильной работы быстродействующих очередей АЧР.

ЧАПВ имеет существенное отличие от обычного АПВ, заключающееся в том, что оно не пускается сразу после отключения, а должно работать после восстановления частоты до величины называемой уставкой ЧАПВ по частоте. Это происходит при частоте 49,5...50 Гц, когда в энергосистеме образовался резерв мощности, позволяющий включить дополнительную нагрузку. В некоторых случаях принимается решение о работе с пониженной частотой, и фидера включаются вручную или посредством средств телемеханики.

22.4. Аппаратура, применяемая для АЧР

Полупроводниковое реле частоты типа РЧ-1 производства ЧЭАЗ имеет существенные недостатки. Общая погрешность реле АЧР может достигать 0,25 Гц, диапазон напряжений, при котором работает реле составляет $(0,2...1,3)U_{ном}$. С помощью специальных методов настройки погрешность реле можно довести до 0,1 Гц и менее при условии сохранения внешних условий: температура, влажность, форма кривой напряжения. Уход частоты срабатывания возможен также из-за старения деталей. На указанном реле в настоящее время выполнена

большая часть устройств АЧР. На одном реле может быть выполнено АЧР и ЧАПВ, для чего имеется два входа, переключая которые можно включить либо одну либо другую уставку реле. В виду недостаточной точности работы РЧ-1, не удовлетворяющей современным требованиям к устройствам АЧР, в настоящее время эти реле вытесняются новыми микропроцессорными устройствами АЧР.

Из комплектных микропроцессорных устройств фирмы *ALSTOM* можно отметить комплектное устройство *MiCOM P922*, Устройство имеет точность по частоте 0,01 Гц и диапазон напряжений 10-130 В.

22.5. Схемы АЧР и ЧАПВ

На рис. 22.3, *а* приведена схема совмещенных АЧРІ и АЧРІІ. Действие АЧР осуществляется с помощью реле частоты РЧ1, промежуточного реле KL1 и выходного реле KL2.

Устройство АЧРІІ выполняется с помощью реле частоты РЧ2 и реле времени КТ1. Сигнализация срабатывания АЧРІ и АЧРІІ выполняется с помощью указательных реле КН1 и КН2 соответственно. При выполнении АЧР только одного вида (АЧРІ или АЧРІІ) соответствующая часть реле исключается из схемы.

С целью экономии реле частоты во многих случаях для осуществления совмещенной АЧР используются специальные схемы, в которых предусматривается переключение уставки одного реле частоты. Одна из таких схем приведена на рис. 22.3, *б*. В схеме АЧР используется одно реле частоты КF типа РЧ1, на измерительных элементах которого настроены уставки, соответствующие АЧРІ и АЧРІІ. В нормальном режиме до срабатывания КF замкнут контакт KL2.1 двухпозиционного реле типа РП8, чем обеспечивается готовность к действию обоих измерительных элементов.

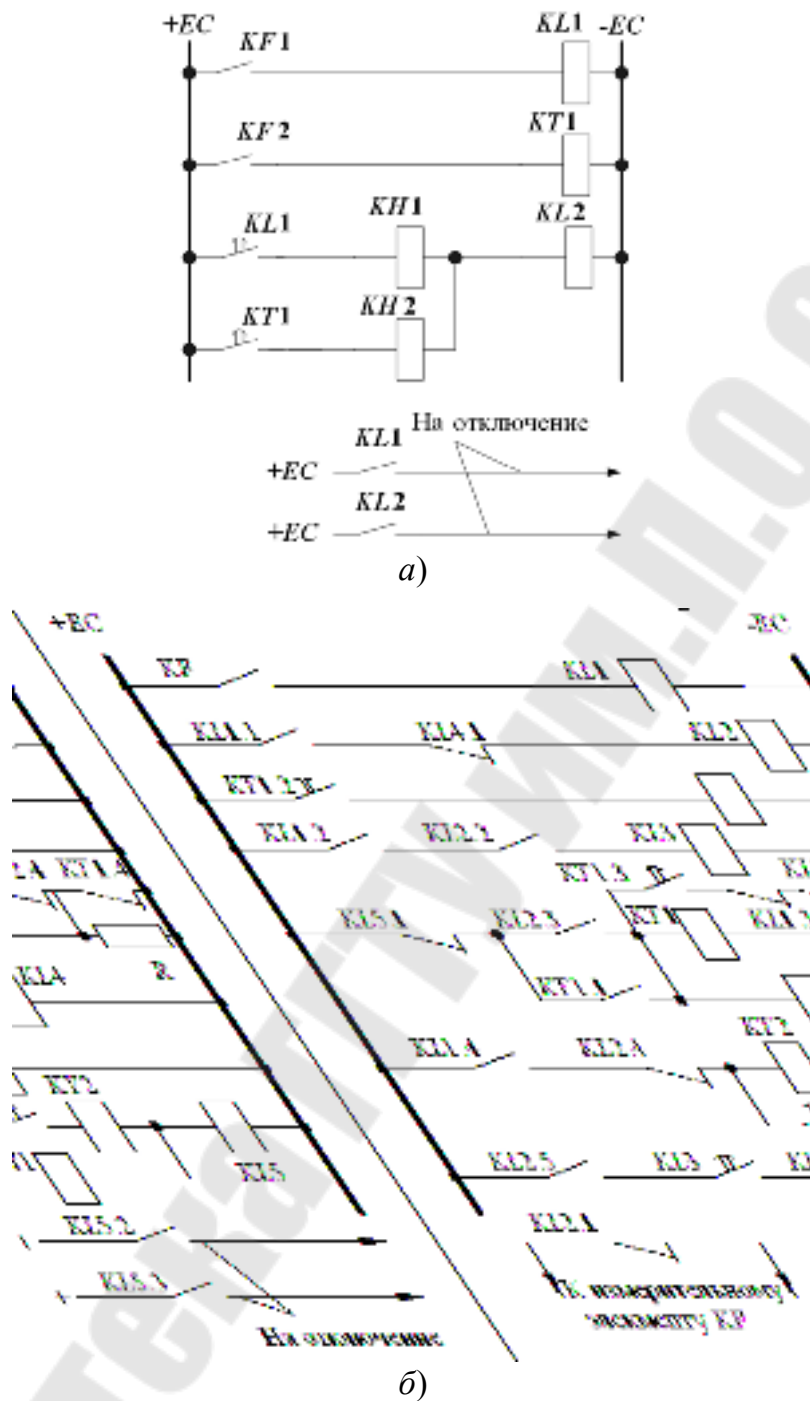


Рис. 22.3. Схемы АЧРІ и АЧРІІ: а – с двумя реле частоты; б – с одним реле частоты и с переключением уставки

После изменения частоты до уставки АЧРІІ замкнется контакт КР и реле КЛ1 контактом КЛ1.1 подаст плюс на верхнюю обмотку КЛ2, которое, переключив свои контакты, выведет из действия измерительный элемент с уставкой АЧРІІ. Если частота понизилась до уставки АЧРІ, контакт КР при этом не разомкнется или, разомкнувшись кратковременно, замкнется вновь, после чего с небольшим замедле-

нием сработает промежуточное реле KL3 и подаст импульс через указательное реле КН1 на выходное промежуточное реле KL5.

Если частота не снизится до уставки АЧРІ, схема будет продолжать работать. Реле времени КТ1, сработав при замыкании контакта KL2.3, будет самоудерживаться через свой мгновенный замыкающий контакт КТ1.1. Спустя выдержку времени, установленную на проскальзывающем контакте КТ1.2, будет подан плюс на нижнюю обмотку реле KL2, и оно переключит свои контакты, вновь вводя в действие измерительный элемент с уставной АЧРІІ. В течение всего времени, пока не замкнется проскальзывающий контакт КТ1.2, схема будет готова к действию на отключение без выдержки времени в случае снижения частоты до уставки АЧРІ.

После замыкания проскальзывающего контакта КТ1.2 и переключения реле KL2 цепь отключения от АЧРІ будет выведена и в работе останется только АЧРІІ. После переключения KL2 сработают вновь КF (если частота будет ниже уставки срабатывания АЧРІІ) и KL1 и запустится реле времени КТ2, которое, доработав, через указательное реле КН2 подаст плюс на выходное реле схемы KL5. Промежуточное реле KL4, обмотка которого включена параллельно обмотке реле КТ1, будет держать своим контактом KL4.1 разомкнутой цепь верхней обмотки реле KL2, предотвращая его повторное срабатывание.

Возврат схемы в исходное положение осуществляется после срабатывания выходного реле РП5, которое разомкнет контакт РП5.1 в цепи обмоток реле РВ1 и РП4. В случае, если схема не подействует на отключение вследствие восстановления частоты в энергосистеме выше уставки АЧРІІ и возврата реле РЧ, возврат схемы будет осуществлен шунтированием обмотки РВ1 по цепи: упорный контакт РВ1.3 – размыкающий контакт РП1.3 – размыкающий контакт РП2.4. Выдержка времени АЧРІІ в рассматриваемой схеме определяется суммой выдержек времени, установленных на РВ2 и на проскальзывающем контакте РВ1.2.

На рис. 22.2 приведена схема одной очереди АЧР с ЧАПВ. В схеме используется одно реле частоты типа РЧ-1, уставка срабатывания которого автоматически переключается.

При снижении частоты до уставки срабатывания соответствующей очереди АЧР сработает реле частоты РЧ и запустит реле времени РВ1. После того как замкнется контакт реле времени, сработают промежуточные реле РП1 и РП2 и отключат группу потребителей. Одно-

временно замыкающий контакт РП1.2 введет в работу измерительный элемент реле частоты с уставкой, соответствующей уставке ЧАПВ. Теперь, после ввода в работу указанного измерительного элемента, контакт реле частоты разомкнется лишь после того, как частота в энергосистеме восстановится до значения новой уставки, равной 49,5...50 Гц.

Реле KL1 при срабатывании замыкает также своим контактом KL1.2 цепь обмотки промежуточного реле KL3, которое срабатывает и самоудерживается.

После восстановления нормальной или близкой к нормальной частоте реле KF и КТ1 разомкнут свои контакты. При этом реле KL1 возвратится и замкнет контакт KL1.3 в цепи обмотки реле времени КТ2. Поскольку контакт KL3.2 уже замкнут, реле КТ2 начинает работать и, спустя выдержку времени, установленную на проскальзывающем контакте КТ2.2, замкнет цепь обмотки промежуточного реле KL4. Последнее, сработав, самоудерживается через свой замыкающий контакт KL4.1 и подает импульсы на включение выключателей потребителей, отключавшихся действием АЧР. Возврат схемы осуществляется после замыкания упорного контакта реле времени КТ2.3, выдержка времени на котором отличается от выдержки проскальзывающего контакта КТ2.2 примерно на 1 с. После замыкания упорного контакта КТ2.3 реле РПЗ возвратится и разомкнет контактом РПЗ.2 цепь обмотки реле времени КТ2. Указательные реле КН1 и КН2, установленные в рассматриваемой схеме, предназначены для сигнализации срабатывания АЧР и ЧАПВ. С помощью накладки SBI рассматриваемая автоматика может быть выведена из действия полностью, а с помощью накладки SB – только ЧАПВ.

На линиях, оснащенных устройствами электрического АПВ, они могут быть использованы для осуществления ЧАПВ, при этом пуск АПВ должен осуществляться после восстановления частоты до величины, соответствующей уставке ЧАПВ.

22.6. Управление батареями конденсаторов

В практике эксплуатации применяются различные схемы автоматики, управляющие батареями конденсаторов в зависимости от значения напряжения на шинах подстанции, тока нагрузки или направления реактивной мощности в линии. Все эти схемы по тому или иному признаку обеспечивают поддержание определенного, экономически выгодного, напряжения на шинах подстанции.

Применяются также схемы управления батареями конденсаторов по заранее заданной программе, например с помощью электрических часов. Как показано на рис. 22.4, при замыкании контакта 34 электрических часов, что происходит в установленное время, срабатывает реле времени КТ1, контакты которого замыкают цепь на включение выключателя конденсаторной батареи.

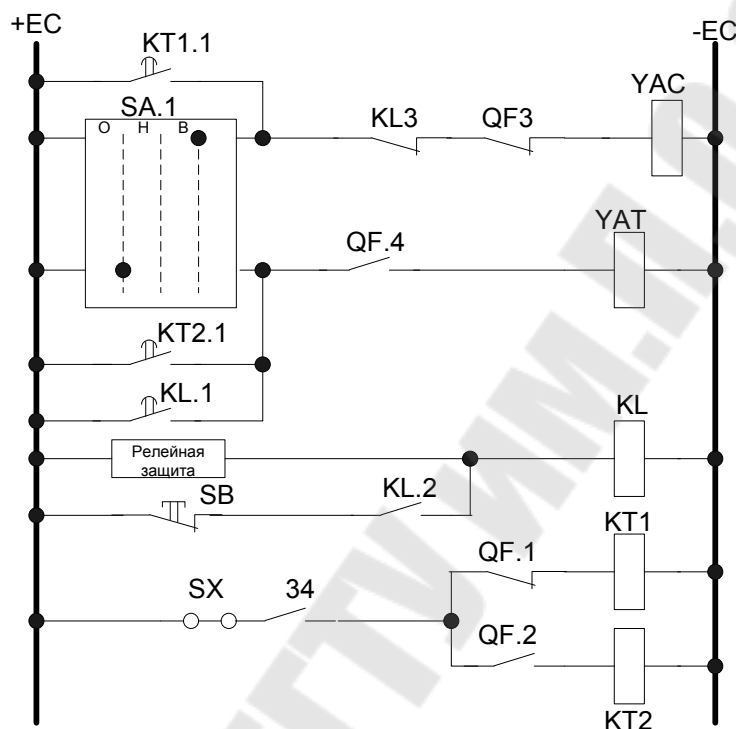


Рис. 22.4. Схема автоматики отключения и включения батареи конденсаторов с помощью электрических часов

При включении выключателя переключается его блок-контакт QF, замыкая цепь обмотки реле КТ1 и замыкая цепь обмотки реле времени КТ2. Теперь уже при новом замыкании контакта 34, что должно произойти к тому времени суток, когда уменьшится потребление реактивной мощности с шин подстанции, сработает реле времени КТ2, и подаст импульс на отключение конденсаторной батареи. Поскольку контакт 34 держится в замкнутом состоянии около 15 с, в схеме рассматриваемой автоматики использовано два реле, времени – КТ1 и КТ2 с уставками 9...10 с.

Очевидно, что при таких выдержках времени каждое замыкание контакта 34 будет сопровождаться только одной операцией включения или отключения конденсаторной батареи. Второе же реле времени, которое начнет работать после переключения вспомогательных

контактов выключателя, не успеет доработать за время, оставшееся до размыкания контакта 34.

Цепь включения батареи конденсаторов размыкается контактом KL.3 промежуточного реле KL, которое срабатывает при действии релейной защиты конденсаторной установки и самоудерживается.

Питание автоматики оперативным током осуществляется от трансформатора собственных нужд, установленного на шинах подстанции.

Контрольные вопросы

1. Назначение и основные требования к устройствам АЧР.
2. АПВ после АЧР.
3. Схемы АЧР и ЧАПВ.
4. Аппаратура АЧР.
5. Назначение автоматического регулирования напряжения в электрических сетях.
6. АРН. Выбор уставок.
7. Регулирование напряжения батареями конденсаторов.

13. ЗАЩИТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1кВ

ЛЕКЦИЯ № 23

Содержание лекции

- 23.1. Общие сведения.
- 23.2. Защита предохранителями. Основные характеристики предохранителей, проверка их селективности и чувствительности.
- 23.3. Защита предохранителями сетей до 1000 В от перегрузки.
- 23.4. Защита предохранителями асинхронных электродвигателей.
- 23.5. Защита предохранителями воздушных линий 0,4 кВ.
- 23.6. Защита предохранителями трансформаторов.
- 23.7. Выбор уставок срабатывания предохранителей.

23.1. Общие сведения

Электрические сети трехфазного тока напряжением 0,4 кВ являются основой систем электроснабжения промышленных предприятий, городов и агропромышленных комплексов. Сети 0,4 кВ работают в системе с глухозаземленной нейтралью (четырёх- или пятипроводные сети) за исключением тех случаев, когда по условиям повышенной опасности поражения электрическим током, пожароопасности, например на предприятиях торфоразработки, или для повышения надежности электроснабжения потребителей (собственные нужды подстанций городского тягового электроснабжения) применяют трехпроводную сеть напряжением 220 В или 380 В с изолированной нейтралью. Основными потребителями сетей с глухозаземленной нейтралью являются электродвигатели трехфазного тока, а также однофазного тока – светильники электрического освещения (220 В). В таких сетях могут возникнуть повреждения: междуфазные КЗ, однофазные КЗ на землю, обрыв одного провода или перегорание предохранителя (неполнофазный режим), а также кратковременные перегрузки, связанные с пусками электродвигателей.

В соответствии с ПУЭ электрическая сеть напряжением до 1 кВ должна иметь быстродействующую защиту от токов КЗ, обеспечивающую требуемую чувствительность и по возможности селективное отключение поврежденного участка. Неселективное отключение допустимо в тех случаях, когда это не приводит к авариям или тяжелым нарушениям технологического процесса. Наряду с защитой от токов КЗ должна быть предусмотрена защита от длительных перегрузок,

действующая с выдержкой времени и отстроенная от кратковременных перегрузок. В некоторых случаях по ПУЭ допускается защиту от перегрузки не устанавливать.

В качестве аппаратов защиты в сетях до 1 кВ применяются плавкие предохранители и автоматические выключатели.

23. 2. Защита предохранителями. Основные характеристики предохранителей, проверка их селективности и чувствительности

Наибольшего распространения получили предохранители типа НПН2 и ПН2 с наполнителем в виде кварцевого песка (Табл. П1.4). Плавкая вставка предохранителя имеет обратозависимую время-токовую характеристику срабатывания. Существенный недостаток предохранителя состоит в том, что не удается получить требуемую защитную характеристику при малых кратностях тока – время перегорания предохранителя оказывается существенно больше допустимого, т.е. предохранитель не защищает электроустановку при перегрузках. Однако за счет простоты и малой стоимости предохранители широко применяются для защиты неответственных потребителей и когда не требуется автоматизации управления.

Для расчета защиты сетей и оборудования, выполненной с помощью плавких предохранителей, необходимы следующие данные:

- номинальное напряжение предохранителя;
- максимальный ток КЗ, отключаемый предохранителем;
- номинальный ток предохранителя;
- номинальный ток плавкой вставки предохранителя;
- защитная характеристика предохранителя.

Большинство этих данных указывается в информационных материалах заводов-изготовителей, часть их нормирована ГОСТ.

Основными данными для определения времени сгорания вставки, а, следовательно, и селективности последовательно включенных предохранителей являются их защитные характеристики.

Защитной характеристикой предохранителя называется зависимость полного времени отключения (суммы времени плавления вставки и времени горения дуги) от величины отключаемого тока.

Защитная характеристика может задаваться заводами в двух видах: как полное время отключения, равное сумме значений времени плавления вставки и горения дуги, или же отдельно время плавления вставки и отдельно время горения дуги. Строго говоря, при расчетах

селективности необходимо сравнивать время плавления вставки, установленной ближе к источнику питания, с полным временем отключения вставки, установленной дальше от источника питания. Но на практике обычно используются защитные характеристики в виде полного времени отключения, что допустимо, так как разбросы в значениях времени плавления и отключения так велики, что перекрывают неточности расчетов.

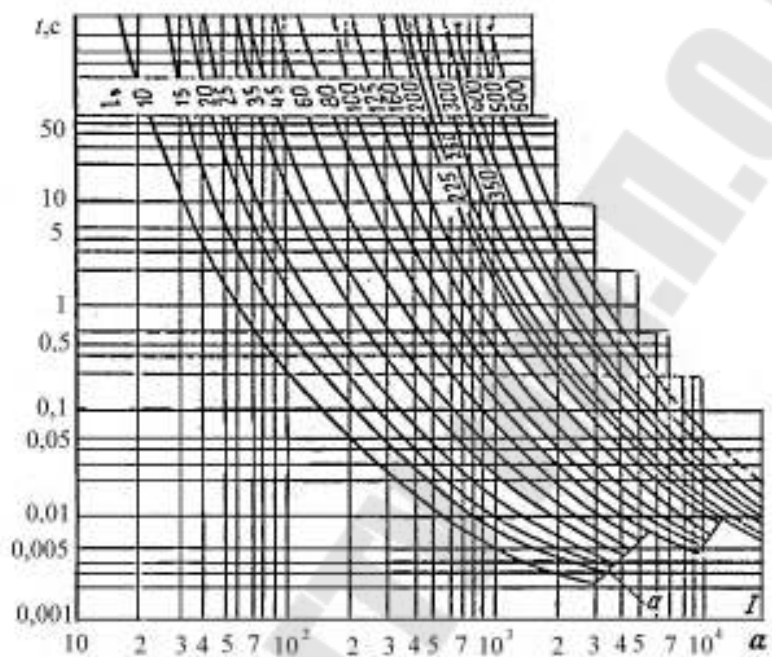


Рис.23.1. Защитные характеристики предохранителей НПН и НПР

Защитные характеристики обычно даются в виде графика, в прямоугольных координатах. По вертикальной оси координат откладывается время, а по горизонтальной оси – кратность тока, отключаемого предохранителем, к номинальному току вставки, или отключаемый ток.

Для уменьшения размеров чертежа график строится в логарифмическом масштабе – вместо действительных величин на осях координат откладываются величины, пропорциональные десятичным логарифмам этих величин (рис. 23.1).

Защитные характеристики предохранителей НПН и НПР на напряжение ниже 1000 В даны на рис. 23.1. Действительное время отключения может значительно отличаться от средних значений, указываемых заводом-изготовителем на защитных характеристиках. Опытным путем установлено, что в крайних случаях при совпадении всех

неблагоприятных факторов, влияющих на величину времени отключения, отклонения действительного времени отключения от заводских данных предохранителей до 1000 В может достигать до $\pm 50\%$. Такой разброс принимается при проверке селективности в особо ответственных цепях, где неселективная работа предохранителей недопустима.

В наиболее распространенных случаях обычно принимается разброс в значениях времен отключения $\pm 25\%$. При этом допускается в редких случаях возможность неселективной работы предохранителей.

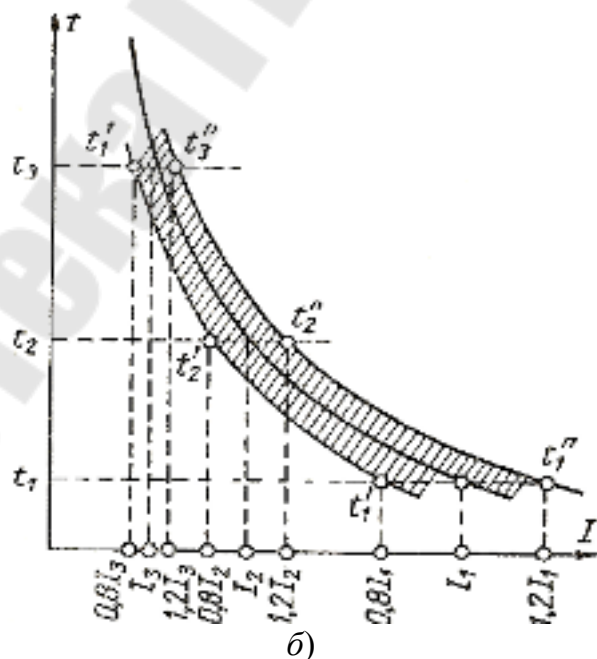
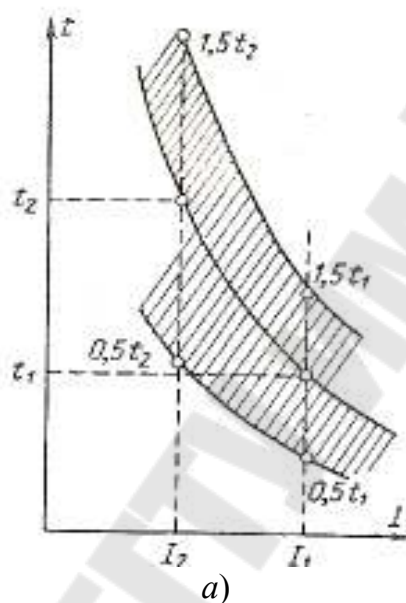


Рис.23.2. Построение расчетных характеристик предохранителей на напряжение до 1000 В (а) и выше 1000 В (б)

Для проверки селективности заводские характеристики перестраиваются в расчетные, как показано на рис. 13.2, а. По заводской характеристике при произвольной величине тока I_1 определяют среднее время отключения t_1 . Если требуется особо надежная селективность, то величину t_1 увеличивают и уменьшают на 50 % и полученные значения времени откладывают на перпендикуляре, восстановленном из точки I_1 . Задаваясь другими значениями токов, строят область, ограниченную двумя кривыми. В пределах этой области лежат возможные значения полного времени отключения.

Для обычных случаев, когда за основу принимается разброс $\pm 25\%$, построение производят аналогично, используя для этого величины $1,25t$ и $0,75t$. По результатам построения можно сделать следующие практические выводы для характеристик однотипных предохранителей:

- При уменьшении разброса область селективной работы расширяется в сторону больших токов;
- Если обеспечивается селективность при одном каком-то значении тока, то селективность обеспечивается и при всех меньших токах;
- Для проверки селективности во всем диапазоне токов достаточно проверить ее при наибольшем токе, проходящем через вставку с меньшим номинальным током;
- В сетях напряжением ниже 1000 В селективность следует проверять при трехфазном КЗ, когда ток имеет наибольшее значение.

Для проверки селективности вставок предохранителей на напряжение ниже 1000 В можно пользоваться следующими уравнениями:

$$1,5 \cdot t_M < 0,5 \cdot t_B \text{ или } 0,5 \cdot t_B > 3 \cdot t_M; \quad (23.1)$$

$$1,25 \cdot t_M < 0,75 \cdot t_B \text{ или } t_B > 1,7 \cdot t_M, \quad (23.2)$$

где t_M и t_B – время отключения тока КЗ вставкой с меньшим и большим номинальными токами при токе трехфазного КЗ в месте установки вставки с меньшим номинальным током.

Выражение (23.1) применяется при разбросе в 50 %, а выражение (23.2) – при разбросе 25 %.

Необходимо подчеркнуть, что приведенные рассуждения и выражения (23.1) и (23.2) действительны только для однотипных предо-

хранителей. У разнотипных предохранителей селективность должна проверяться не по одной точке, а по всему диапазону токов – от тока трехфазного КЗ в месте установки дальнего от источника питания предохранителя до номинального тока вставок.

В отличие от предохранителей, применяющихся в сетях напряжением до 1000 В, разброс характеристик предохранителей для сетей более высокого напряжения регламентирован следующим образом: для любого времени отключения отклонения в величине тока не должны превосходить $\pm 20\%$ от величины тока, указанного в информации завода-изготовителя.

Перестройка заводских характеристик для сетей более высокого напряжения в расчетные производится в следующей последовательности (рис. 23.2, б). Задаем произвольной величиной времени t_1 , по заводской характеристике для вставки на заданный номинальный ток определяем соответствующий ему ток I_1 и откладываем его на горизонтальной оси. Влево и вправо от этой точки откладываем величины $\pm 0,2I_1$. Из полученных точек восстанавливаются перпендикуляры до пересечения с горизонтальной линией, проведенной из точки t_1 .

23.3. Защита предохранителями сетей до 1000 В от перегрузки

В [1] указаны сети напряжением до 1000 В, требующие, кроме защиты от КЗ, защиты от перегрузки. К ним относятся:

1. Все сети, выполненные проложенными открыто не защищенными изолированными проводами с горючей оболочкой внутри любых помещений.

2. Все осветительные сети независимо от конструкции и способа прокладки проводов или кабелей в жилых и общественных зданиях, в торговых помещениях, в служебно-бытовых помещениях промышленных предприятий, в пожароопасных производственных помещениях, все сети для питания бытовых и переносных электроприборов.

3. Все силовые сети в промышленных предприятиях, в жилых, и общественных помещениях, если по условиям технологического процесса может возникнуть длительная перегрузка проводов и кабелей.

4. Все сети всех видов во взрывоопасных помещениях и взрывоопасных наружных (вне зданий) установках независимо от режима работы и назначения сети.

Номинальный ток плавкой вставки должен выбираться минимально возможным по условию надежного пропускания максимального тока нагрузки. Практически при постоянной, без толчков, нагрузке номинальный ток вставки $I_{\text{вс}}$ принимается примерно равным максимальному длительному току нагрузки $I_{\text{мах.н}}$:

$$I_{\text{вс}} \geq I_{\text{мах.н}}. \quad (23.3)$$

По номинальному току вставки определяется допустимый ток длительной нагрузки $I_{\text{н.дл}}$ для проводника, защищаемого выбранной вставкой

$$K_{\text{н}} \cdot I_{\text{вс}} \leq K_{\text{п}} \cdot I_{\text{н.дл}}, \quad (23.4)$$

где $K_{\text{н}}$ – коэффициент, который учитывает конструкцию защищаемых вставкой проводников, равный 1,25 [1] для проводников с резиновой и подобной горючей изоляцией, прокладываемых во всех помещениях, кроме невзрывоопасных производственных. Для любых проводников, прокладываемых в невзрывоопасных производственных помещениях, и кабелей с бумажной изоляцией в любых помещениях, $K_{\text{н}} = 1$;

$I_{\text{н.дл}}$ – длительно допустимый ток нагрузки на проводники, проложенные в нормальных условиях;

$K_{\text{п}}$ – поправочный коэффициент.

Если нагрузка имеет характер толчков (например – электродвигатель крана) и продолжительность нагрузки меньше 10 мин, то вводится поправочный коэффициент $K_{\text{п1}}$. Этот коэффициент вводится для медных проводников сечением не менее 6 мм² и алюминиевых не менее 10 мм². Величина его вычисляется по выражению:

$$K_{\text{п1}} = 0,875 / \sqrt{ПВ},$$

где $ПВ$ – выраженная в относительных единицах продолжительность включения, равная отношению времен: включения приемника, например электродвигателя к полному времени цикла повторно кратковременной режима. Коэффициент $K_{\text{п1}}$ вводится, если продолжительность включения не более 4 мин, а перерыв между включениями не менее 6 мин. В противном случае величина тока нагрузки принимается как для длительного режима.

При прокладке в одной траншее более одного кабеля вводится поправочный коэффициент $K_{п2}$, определяемый также по таблицам [1].

Если температура окружающей среды отличается от нормальной, вводится поправочный коэффициент $K_{п3}$, определяемый по таблицам [1].

Данные, необходимые для расчетов, приведены в [1].

За нормальные условия приняты: температура окружающего воздуха $+25^{\circ}\text{C}$ при прокладке проводников в воздухе; температура воды или земли $+15^{\circ}\text{C}$ при прокладке проводников (кабелей) в земле или воде.

Кроме температуры окружающей среды нормальные условия предусматривают и следующие условия прокладки:

- при прокладке в трубах нулевой провод четырехпроводной сети или заземляющий провод не учитывается;
- сечение нулевого провода четырехпроводной сети должно быть не менее 50 % сечения фазного провода;
- кабели с бумажной изоляцией прокладываются в земле на глубине 0,7...1 м по одному;
- кабели с бумажной изоляцией, проложенные в воздухе, находятся на расстоянии в свету не менее 3...5 мм друг от друга при прокладке внутри и вне здания и в туннелях и 50 мм при прокладке в каналах;
- вся трасса прокладки находится в одинаковых условиях. Если участок трассы с ухудшенными условиями охлаждения превышает 10 м, то выбор сечения всего кабеля должен производиться для этих ухудшенных условий. Для экономии кабелей [1] рекомендует участок с ухудшенными условиями охлаждения прокладывать кабелем большего сечения, тогда остальной участок может быть продолжен кабелем меньшего сечения. Если действительные условия прокладки отличаются от нормальных, вводятся поправочные коэффициенты.

При расчетах на нагрев за максимальную нагрузку принимается наибольшая из средних получасовых нагрузок данного элемента сети.

На основании анализа расчетов и эксплуатации защита предохранителями сетей до 1000 В от перегрузки можно сделать следующие выводы:

1. Так как шкалы номинальных токов вставок предохранителей разных типов не совпадают, то минимальное допустимое сечение жил проводов и кабелей в некоторых случаях может зависеть от типа защищающих их предохранителей.

Например, кабель с резиновой изоляцией, проложенный в земле и несущий нагрузку в 33 А, должен иметь минимальное сечение 4 мм² (допустимая нагрузка 38 А) при защите его предохранителем ПР2 с вставкой на 35 А. Если же для защиты этого кабеля применить предохранитель ПН2, то минимальное сечение будет 6 мм² (длительно допустимая нагрузка 46 А).

2. Минимальное сечение сильно зависит от конструкции и способа прокладки проводов. Например, для нагрузки в 33 А, передаваемой по воздушному кабелю с горючей изоляцией, необходимо сечение не менее 10 мм². Если ту же нагрузку передавать по кабелю с бумажной изоляцией, проложенному в земле, то необходимо сечение всего 4 мм².

23.4. Защита предохранителями асинхронных электродвигателей

Основным условием, определяющим выбор предохранителей для защиты асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором, является отстройка от пускового тока.

Отстройка плавких вставок от пусковых токов выполняется по времени: пуск двигателя должен полностью закончиться раньше, чем вставка расплавится под действием пускового тока.

Опытом эксплуатации установлено правило: для надежной работы вставок пусковой ток не должен превышать половины тока, который может расплавить вставку за время пуска.

Все двигатели разбиты на две группы по времени и частоте пуска.

Двигателями с легким пуском считаются двигатели вентиляторов, насосов, металлорежущих станков и т. п., пуск которых заканчивается за 3...5 с, пускаются эти двигатели редко, менее 15 раз в 1 ч.

К двигателям с тяжелым пуском относятся двигатели подъемных кранов, центрифуг, шаровых мельниц, пуск которых продолжается более 10 с. К двигателям с тяжелым пуском также относятся двигатели, которые пускаются очень часто – более 15 раз в 1 ч. К этой категории относят двигатели с более легкими условиями пуска, но особо ответственные, для которых совершенно недопустимо ложное перегорание вставки при пуске.

Выбор номинального тока плавкой вставки для отстройки от пускового тока производится по выражению:

$$I_{\text{вс}} \geq I_{\text{пд}} / K, \quad (23.4)$$

где $I_{\text{пд}}$ – пусковой ток двигателя, определяемый по паспорту, каталогам или непосредственным измерением;

K – коэффициент, определяемый условиями пуска и равный для двигателей с легким пуском 2,5, а для двигателей с тяжелым пуском 1,6...2.

Поскольку вставка при пуске двигателя нагревается и окисляется, уменьшается сечение вставки, ухудшается состояние контактов, она может ложно перегореть при нормальной работе двигателя. Вставка, выбранная в соответствии с (23.4), может сгореть также при затянувшемся по сравнению с расчетным временем пуске или самозапущем двигателя. Поэтому во всех случаях целесообразно измерить напряжение на вводах двигателя в момент пуска и определить время пуска.

Для предотвращения сгорания вставок при пуске, что может повлечь за собой работу двигателя на двух фазах и его повреждение, целесообразно во всех случаях, когда это допустимо по чувствительности к токам КЗ, выбирать вставки более грубыми, чем по условию (23.4).

Каждый двигатель должен защищаться своим отдельным аппаратом защиты. Общий аппарат допускается для защиты нескольких маломощных двигателей только в том случае, если будет обеспечена термическая устойчивость пусковых аппаратов и аппаратов защиты от перегрузки, установленных в цепи каждого двигателя.

Защита магистралей, питающих несколько двигателей, должна обеспечивать и пуск двигателя с наибольшим пусковым током и самозапуск двигателей, если он допустим по условиям техники безопасности, технологического процесса и т. п. При расчете защиты необходимо точно определить какие двигатели отключаются при понижении или полном исчезновении напряжения, какие остаются включенными, какие повторно включаются при появлении напряжения.

Для уменьшения нарушений технологического процесса применяют специальные схемы включения удерживающего электромагнита пускателя, обеспечивающего немедленное включение в сеть двигателя при восстановлении напряжения. Поэтому в общем случае но-

минальный ток плавкой вставки, через которую питается несколько самозапускающихся двигателей, выбирается по выражению:

$$I_{\text{вс}} \geq \sum I_{\text{пд}} / K,$$

где $\sum I_{\text{пд}}$ – сумма пусковых токов самозапускающихся двигателей.

Поскольку пусковой ток в 5...7 раз превышает номинальный ток двигателя, плавкая вставка, выбранная по выражению (23.4), будет иметь номинальный ток в 2...3 раза больше номинального тока двигателя и, выдерживая этот ток неограниченное время, не может защитить двигатель от перегрузки.

Для защиты двигателей от перегрузки обычно применяют тепловые реле, встраиваемые в магнитные пускатели или в автоматические выключатели.

Если для защиты двигателя от перегрузки и управления им применяется магнитный пускатель, то при выборе плавких вставок приходится учитывать также условие предотвращения повреждения контактов пускателя.

Дело в том, что при КЗ в двигателе снижается напряжение на удерживающем электромагните пускателя, он отпадает и разрывает ток КЗ. своими контактами, которые, как правило, разрушаются. Для предотвращения этого КЗ в двигателе должны отключаться предохранителем раньше, чем разомкнутся контакты пускателя.

Это условие обеспечивается, если время отключения тока КЗ предохранителем не превышает 0,15...0,2 с; для этого ток КЗ должен быть в 10...15 раз больше номинального тока вставки предохранителя, защищающего двигатель.

23.5. Защита предохранителями воздушных линий 0,4 кВ

Защита воздушных линий, которые защищаются только от КЗ, должна удовлетворять требованиям чувствительности. Согласно [1] минимальный ток КЗ в конце защищаемого участка должен быть по крайней мере в 3 раза больше номинального тока вставки.

В сетях с заземленной нейтралью (0,4 кВ) чувствительность предохранителей определяется при однофазных металлических КЗ между фазным и нулевым, заземленным проводом:

$$I_{\text{вс}} \leq I_{\text{кз}}^{(1)} / 3.$$

При КЗ между фазным проводом и землей через дугу или большие переходные сопротивления (сухая земля, сухой снег, деревья и т.д.) возможны отказы предохранителей.

Следует иметь в виду, что при однофазных КЗ время перегорания вставки может быть очень большим. Например, для предохранителей ПН2 время сгорания вставки при трехкратном токе КЗ будет порядка 15...20 с.

Требования отстройки от нагрузки и обеспечения чувствительности прямо противоположны. Чтобы удовлетворить оба эти требования в воздушных сетях применяются предохранители, которые дополнительно устанавливаются в линии на некотором расстоянии от питающей подстанции. Поскольку по мере удаления от источника питания нагрузка уменьшается, номинальный ток вставки секционирующего предохранителя можно взять меньше, чем у предохранителя, установленного в начале линии. В результате чувствительность секционирующего предохранителя к КЗ в конце линии будет выше, чем у предохранителя, установленного в начале линии. Таким образом, сеть разбивается на ряд участков, каждый из которых защищен своими предохранителями.

Следует отметить и еще одно важное преимущество секционирующих предохранителей: при повреждении какого-либо участка отключается только этот участок, остальная сеть остается в работе.

23.6. Защита предохранителями трансформаторов

Предохранители на стороне высшего напряжения служат для защиты от токов КЗ самого трансформатора и его ошиновки. Номинальный ток вставок этих предохранителей должен выбираться по условию селективности с предохранителями на стороне низшего напряжения. Кратность номинального тока вставки предохранителя высшего напряжения к номинальному току защищаемого трансформатора должна быть равна 2...3 для трансформаторов до 160 кВ·А и 1,5...2 для трансформаторов до 630 кВ·А.

При выборе плавких вставок желательно обеспечить селективность всех последовательно включенных предохранителей во всем возможном диапазоне токов КЗ. Если это не удастся, необходимо обеспечить селективность между предохранителями высшего напряжения и защитой питающей линии как минимум при КЗ на стороне высшего напряжения трансформатора.

Не допускается увеличивать номинальный ток вставки главного предохранителя на стороне низшего напряжения (например, для се-

лективности с предохранителями линий 0,4 кВ). При необходимости можно уменьшать номинальный ток плавкой вставки предохранителя высшего напряжения (например, для селективности с защитой питающей линии), сохраняя по возможности селективность с предохранителями низшего напряжения. Проверка селективности предохранителей, защищающих понижающие трансформаторы со стороны высшего и низшего напряжения, производится так же, как и для предохранителей, установленных в сети одного напряжения. Но при этом необходимо учитывать, что по предохранителям протекают токи разной величины.

Чувствительность защиты трансформатора следует определять при минимальных токах однофазного КЗ для трансформатором. Соотношения токов, проходящих при этом по обеим сторонам трансформатора в зависимости от схемы соединения обмоток, определяется следующим выражением:

$$I_{\text{к.мин(ВН)}}^{(1)} = K_p \cdot I_{\text{к.мин(НН)}}^{(1)} / K_T, \quad (23.5)$$

где K_T – коэффициент трансформации трансформатора;

K_p – коэффициент токораспределения между обмотками НН и ВН, равный: для трансформатора $\Delta/Y-0$ $K_p = 1/\sqrt{3}$ и для трансформатора $Y/Y-0$ $K_p = 1/3$.

При однофазном КЗ на стороне обмотки, соединенной в звезду с нулем, величина тока $I_{\text{к.мин(НН)}}^{(1)}$ для трансформатора $\Delta/Y-0$ численно равна току трехфазного КЗ, а для трансформатора $Y/Y-0$ можно с достаточной для практики точностью определить по уравнению, рекомендованному [1]:

$$I_{Y-0}^{(1)} = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{U_{Y-0}}{(Z_T^{(1)}/3)}, \quad (23.6)$$

где U_{Y-0} – фазное напряжение обмотки, соединенной в $Y-0$;

$Z_T^{(1)}/3$ – величина сопротивления трансформатора при однофазном КЗ (табл.П1.10).

Селективность предохранителей, установленных на сторонах высшего и низшего напряжения, должна проверяться при наиболее неблагоприятных условиях. У трансформаторов со схемой соедине-

ния $\Delta/Y-0$ селективность должна проверяться при двухфазном КЗ, а со схемой $Y/Y-0$ – по трехфазному КЗ.

Длительность протекания через трансформатор тока внешнего КЗ ограничена. Она определяется по выражению (13.7), но не должна превышать 5 с:

$$t_d \leq 900/K^2, \text{ с}, \quad (23.7)$$

где K – отношение тока КЗ к номинальному току трансформатора.

Для трансформаторов малой мощности выражение (23.7) можно привести к более удобному виду:

$$t_d \leq 0,09U_{\text{КЗ}}^2, \text{ с}, \quad (23.8)$$

где $U_{\text{КЗ}}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора.

Преобразование выполнено на основании требований: для трехфазных трансформаторов мощностью до 2000 кВ·А включительно с алюминиевой обмоткой и до 5000 кВ·А включительно с медной обмоткой кратность K в уравнении (23.8) определяется без учета сопротивления питающей сети. Пользуясь этим уравнением, можно определить допустимую длительность протекания тока КЗ для трансформаторов: при $U_{\text{к}} = 4,5\%$ – $t_d = 1,82$ с; при $U_{\text{к}} = 5,5\%$ – $t_d = 2,72$ с.

На основании расчетов и опыта эксплуатации предохранителей можно сделать следующие выводы:

1. Предохранители на стороне низшего напряжения практически всегда обеспечивают термическую устойчивость трансформаторов. Так же обеспечивается и термическая устойчивость трансформаторов при КЗ на стороне низшего напряжения до предохранителей.

2. Предохранители типа ПК (ПКТ), установленные на стороне 6 или 10 кВ, в большинстве случаев обеспечивают селективность с предохранителями типа ПН2 и ПР-3 установленными со стороны 0,4 кВ,

3. Селективность предохранителей ПСН, установленных на стороне высшего напряжения, с предохранителями низшего напряжения ПР и ПН2 обеспечивается только для самых малых трансформаторов. Поскольку по условиям чувствительности увеличивать номинальный ток вставки ПСН нельзя, для защиты трансформаторов 6-10/0,4 кВ следует применять предохранители типа ПКТ.

4. При значительном сопротивлении питающей сети время сгорания предохранителей 6 и 10 кВ при КЗ на стороне низшего напряжения до предохранителей низшего напряжения очень велико и может вызвать значительные увеличения размеров повреждения транс-

форматоров. Поэтому загроублять предохранители высшего напряжения нежелательно.

5. Поскольку при КЗ в трансформаторах или на стороне низшего напряжения время сгорания вставок предохранителей ПК высшего напряжения велико, согласовать с ними время работы защиты линии, питающей трансформатор, очень сложно. Поэтому обычно ток срабатывания защиты отстраивают от КЗ на стороне низшего напряжения трансформатора или согласуют ее выдержку времени с предохранителями низшего напряжения, так как время их сгорания невелико даже при небольших токах. При этом допускается неселективность с предохранителями высшего напряжения при повреждениях в трансформаторах.

Как правило, хорошо согласуется с предохранителями защита, имеющая зависимую характеристику. Защиту с независимой характеристикой согласовать с предохранителями низшего напряжения по времени обычно не удается.

Расчетами можно показать, что предохранитель, выбранный по номинальному току трансформатора, не защищает трансформатор от небольших перегрузок и не допускает использования значительных, но допустимых кратковременных перегрузок трансформатора, например, при самозапуске двигателей.

Если предохранителя на низшей стороне нет, то защитой трансформатора от перегрузки должны служить предохранители отходящих линий. Если линия только одна и по ней передается вся мощность трансформатора, то номинальный ток вставки, защищающей линию, следует выбрать по номинальному току трансформатора. Если отходящих линий две и нагрузка на них распределяется равномерно, номинальные токи их вставок должны выбираться так, чтобы сумма их не превышала номинального тока трансформатора.

Для предохранителей ПСН-35 расчетами можно показать, что:

1. Существующая шкала вставок ПСН-35 позволяя подобрать вставки, удовлетворяющие всем требованиям в части термической устойчивости трансформаторов;

2. Время сгорания вставок с $I_{вс.маx}$ при трехфазном КЗ на стороне низшего напряжения с учетом разброса по току +20 % мало, что не позволяет обеспечить селективность предохранителей с релейной защитой отходящих линий 6-10 кВ.

3. Для трансформаторов мощностью 0,63-4 МВА можно подобрать вставки, обеспечивающие их термическую устойчивость; для

трансформатора 6,3 МВА вставка на 100 А мала и подобрать для него вставки нельзя.

4. Чувствительность вставок к КЗ на стороне 6 - 10 кВ достаточна за исключением трансформатора 0,63 МВА.

5. Время сгорания вставок даже без учета разброса настолько мало, что согласовать с ним релейную защиту со стороны 6 -10 кВ практически невозможно.

Проведенный анализ плавких предохранителей позволяет сделать следующие выводы.

Основными достоинствами плавких предохранителей являются простота их конструкции, малая стоимость и возможность обслуживания персоналом невысокой квалификации. При тщательном расчете можно получить удовлетворительную защиту участков сетей и электрооборудования от перегрузки и КЗ в простейших случаях при невысоких требованиях к селективности.

Существующие конструкции предохранителей имеют серьезные недостатки, ограничивающие область их применения. Основные из них следующие:

1. Однократность действия – после срабатывания предохранителя необходимо заменить вставку.

2. В условиях эксплуатации зачастую вместо калиброванных вставок устанавливают случайно оказавшиеся под рукой вставки на другие токи и просто куски проволоки, при этом нарушаются все требования к защите.

3. Форма защитных характеристик вставок неудачна, особенно для защиты трансформаторов. Характеристики имеют большие разбросы. Во многих случаях невозможно обеспечить необходимые селективность и чувствительность.

23.7. Выбор уставок срабатывания предохранителей

Обобщая выше изложенное, расчеты токов срабатывания (уставок) защит в сетях до 1000 В выполняются по следующим выражениям.

В предохранителе защитным элементом является его плавкая вставка, номинальный ток которой ($I_{\text{вс.ном}}$) равен уставки защиты линии, двигателя, осветительной сети и т.д.

Номинальный ток плавкой вставки выбирается по 3 условиям:

1. По условию отстройки от максимального длительного рабочего тока нагрузки:

$$I_{\text{вс.ном}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{р.мах}}, \quad (23.6)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, в среднем равный 1,1...1,2.

2. По условию отстройки от кратковременного пускового (пикового) тока:

$$I_{\text{вс.ном}} \geq I_{\text{пик}} / \alpha, \quad (23.7)$$

где α – коэффициент кратковременной тепловой перегрузки, который при легких условиях пуска двигателя равен 2,5, при тяжелых – 1,6-2,0, для ответственных электроприемников – 1,6:

3. По условию обеспечения достаточной чувствительности защиты при КЗ:

$$I_{\text{вс.ном}} \leq I_{\text{КЗ min}} / k_{\text{ч}}, \quad (23.8)$$

где $I_{\text{КЗ min}}$ – минимальный ток короткого замыкания;

$k_{\text{ч}}$ – коэффициент чувствительности защиты, который должен быть не ниже 10...15 для защиты электродвигателя, в управлении которого применен магнитный пускатель или контактор и не ниже 3...5 для защиты осветительной сети.

Надо отметить, что при кратности 3 плавкая вставка, например предохранителя типа ПН-2, перегорает за время около 10 с, а при кратности 10 – за 0,05...0,1с.

Если время плавления превысит 0,3 с, то при КЗ от возникающего резкого провала напряжения, магнитный пускатель или контактор отпадают и разрывают большой ток КЗ, на который они не рассчитаны.

Номинальный ток плавкой вставки выбирают по условиям (23.6), (23.7), принимают ближайшим большим по шкале номинальных токов и проверяют чувствительность по условию (23.8).

Для обеспечения селективности двух последовательно включенных однотипных предохранителей необходимо выбирать их плавкие вставки с номинальными токами, отличающимися на 2 шкалы; для разнотипных предохранителей – на 3 шкалы номинальных токов.

Для согласования защитных характеристик предохранителя и автоматического выключателя необходимо построить карту селективности. При этом на карте селективности кривую плавкой вставки предохранителя строят по типовой ее время-токовой характеристике,

предварительно сместив ее на 20 % вправо, тем самым учитывается возможный разброс времени перегорания плавкой вставки.

Определение границ действия защиты от однофазных КЗ в сети с асинхронными двигателями

В [1] предписывается ряд мер для повышения электро- и взрывобезопасности электроустановок напряжением до 1000 В.

Таблица 23.1

Предельные длины линий к электродвигателям с короткозамкнутым ротором для проверки кратности тока однофазного КЗ по отношению к номинальному току расщепления

| Номинальная мощность электродвигателя, кВт | Критическая длина линии, м | | | |
|--|--|--|---|--|
| | Алюминиевый кабель | | | Медный кабель |
| | Невзрывоопасная зона $I_k^{(1)} = 3I_{нр}$ | Взрывоопасная зона В-Іб, В-Іг, $I_k^{(1)} = 6I_{нр}$ | Взрывоопасная зона В-ІІ, В-ІІа, $I_k^{(1)} = 6I_{нр}$ | Взрывоопасная зона $I_k^{(1)} = 6I_{нр}$ |
| 0,37 | 1220 | 610 | 6012 | 1030 |
| 0,75 | 761 | 380 | 380 | 643 |
| 1,1 | 487 | 243 | 244 | 411 |
| 1,5 | 487 | 243 | 244 | 411 |
| 2,2 | 304 | 152 | 152 | 257 |
| 3,0 | 244 | 122 | 122 | 206 |
| 4,0 | 1125 | 127 | 122 | 206 |
| 5,5 | 152 | 76 | 76 | 128 |
| 7,5 | 122 | 61 | 75 | 103 |
| 11 | 120 | 60 | 123 | 101 |
| 16 | 117 | 58 | 121 | 128 |
| 18,5 | 126 | 73 | 1112 | 123 |
| 22 | 126 | 73 | 1112 | 123 |
| 30 | 1212 | 74 | 118 | 125 |
| 37 | 237 | 118 | 106 | 158 |
| 45 | 212 | 106 | 160 | 177 |
| 55 | 258 | 128 | 121 | 216 |
| 75 | 177 | 87 | 128 | 127 |
| 120 | 246 | 121 | 177 | 204 |
| 110 | 205 | 102 | 128 | 172 |
| 122 | 220 | 107 | 128 | 184 |
| 160 | 220 | 107 | 157 | 248 |
| 200 | 256 | 124 | 172 | 211 |
| 250 | 222 | 105 | -- | -- |
| 315 | 242 | 115 | -- | -- |

В соответствии с [1, параграф 7.3.120] требуется проверка полного сопротивления цепи фаза-нуль для всех электроприемников, расположенных во взрывоопасных зонах В-І и В-ІІ, и выборочно (но

не менее 10 % от общего количества) для электроприемников, расположенных во взрывоопасных зонах классов В-Iа, В-Iб, В-Iг и В-IIа и имеющих наибольшее сопротивление фаза-нуль.

Условные обозначения: $I_K^{(1)}$ – ток однофазного замыкания на землю; $I_{нр}$ – номинальный ток комбинированного распределителя автомата; I_n – уставка на ток мгновенного срабатывания электромагнитного расцепителя.

В настоящее время отсутствуют сведения о границах действия защиты от однофазных КЗ в зависимости от мощности электродвигателя (или одного электроприемника), а приводятся лишь таблицы, линейки и т. п. для определения границ действия защиты в зависимости от сечения проводов и кабелей. Табл. 12.7 дают возможность определить границы действия защиты для всей шкалы мощностей асинхронных электродвигателей серий 4А, ВА02, АИР при защите линий к электродвигателям автоматическими выключателями с комбинированным расцепителем.

Правила пользования таблицами

1. Определяется суммарное расстояние от источника питания до электродвигателя по трассе токопровода независимо от того, подключен ли электродвигатель непосредственно к распределительному щиту источника питания или питается через промежуточные силовые пункты, ШСУ, распределительные или магистральные шинопроводы.

2. В зависимости от зоны, в которой установлен электродвигатель, и его номинальной мощности по таблице находится критическое расстояние, в пределах которого соблюдаются требования [1] в отношении кратности тока однофазного КЗ. Это расстояние сравнивается с суммарным расстоянием от источника питания до электродвигателя.

Если длина трассы токопровода меньше или равна критическому расстоянию, то проведенный расчет тока однофазного КЗ для данного электродвигателя производить не следует, а если больше, то необходим проверочный расчет с учетом конкретных параметров питающей сети.

3. Если проверочный расчет показал, что кратность тока однофазного КЗ недостаточна, необходимо принимать специальные меры, к которым относятся:

- увеличение сечения питающего кабеля;
- проектирование специальной защиты от однофазных замыканий.

Таблицы рассчитаны по формуле:

$$L \leq \frac{1000}{Z_{\text{цy}}} - \left(\frac{U_{\phi}}{I_{\text{к.мин}}^{(1)}} - \frac{Z}{3} \right), \quad (23.18)$$

где L – предельная длина линии, м;

$Z_{\text{цy}}$ – полное удельное сопротивление цепи фаза-нуль, Ом/км;

$I_{\text{к.мин}}^{(1)}$ – минимальный ток однофазного КЗ, А.

Расчет таблиц проводился для следующих условий:

1. Источником питания является трансформатор мощностью 1600 кВ·А со схемой соединения «треугольник-звезда»;

2. Уставки автоматов принимались в соответствии с каталожными данными электродвигателей серий 4А, В, АИР, ВА02;

3. Кабели приняты четырехжильные с пластмассовой или резиновой изоляцией. Сечение кабелей соответствует номинальному току двигателей при ПВ 100 % для одиночной прокладки кабелей по [1, табл. 1.3.6, 1.3.7]. Согласно номенклатуре на кабельную продукцию кабели с сечением фазной жилы 70 мм² и выше имеют сечение нулевой жилы менее 50 % сечения фазной жилы. Это дает некоторый запас при определении границ действия защиты в случае применения кабелей с жилами равного сечения;

4. Сопротивления кабелей принимались по приложениям;

5. Переходное сопротивление контактов – 0,02 Ом.

В качестве примера рассмотрим принцип расчета токов однофазных КЗ в системе электроснабжения. Для решения задачи требуется иметь однолинейную схему сети 0,4 кВ. По описанной выше методике определяем участки сети, для которых необходимо провести полные расчеты тока однофазного КЗ длиной выше критической.

Ток однофазного КЗ по условиям срабатывания защитного аппарата

В табл. 23.2 приводятся значения кратностей тока однофазного КЗ по отношению к номинальному току плавких вставок предохранителей и уставкам наиболее часто применяемых автоматических выключателей (на основании требований [1]).

Обозначения, приведенные в таблице 12.8: $I_{\text{КЗ}}^{(1)}$ – минимальное значение тока однофазного КЗ, нормируемое [1], А; $I_{\text{н}}$ – номинальный ток плавкой вставки предохранителя или номинальный ток расцепителя автомата с зависимой от тока характеристикой, А; коэффи-

циенты 1,43 и 1,27 подсчитаны путем умножения коэффициента запаса 1,1 на коэффициент, учитывающий производственный допуск (по заводским данным 1,3 для автоматов А3110 и 1,15 для автоматов А3120, А3120 и А3120).

При выборе нулевых защитных проводников необходимо выполнить следующие требования:

1. Полная проводимость цепи фаза-ноль должна быть такой, чтобы значение тока однофазного КЗ на аварийном участке было не менее значения, указанного в табл. 12.5.

Таблица 12.8

Значение тока однофазного КЗ по условиям срабатывания защитного аппарата

| Защитный аппарат | Элемент, отключающий ток КЗ | Тип аппарата | Ток отключения по [1] | |
|--------------------|---|---|---|---------------------------------------|
| | | | Невзрыво-опасная зона, параграф 1.7.712 | Взрыво-опасная зона параграф 7.3.1212 |
| Плавкий предохран. | Плавкая вставка | Все типы предохранителей | $I_{КЗ}^{(1)} \geq 3I_n$ | $I_{КЗ}^{(1)} \geq 4I_n$ |
| Автомат | Расцепитель с зависимой от тока характеристикой. Электромагнитный расцепитель | АП50Б, АК63, АЕ2000, А3700, А3100, ВА, Электрон | $I_{КЗ}^{(1)} \geq 3I_n$ | $I_{КЗ}^{(1)} \geq 6I_n$ |
| | | А3110 | $I_{КЗ}^{(1)} \geq 1,43I_n$ | |
| | | А3120, 3120, А3120 | $I_{КЗ}^{(1)} \geq 1,17I_n$ | |
| | | АП50Б, АК63, АЕ2000, АЕ200, ВА12, ВА16, ВА51-ВА53 | $I_{КЗ}^{(1)} \geq 1,4I_n$ | |
| | | ВА51, ВА52, ВА53, АЕ2000М, А4100, ВА61 | $I_{КЗ}^{(1)} \geq 1,25I_n$ | |

2. В любой точке цепи от нейтрали трансформатора до электроприемника полная проводимость нулевых защитных проводников должна быть не менее 50 % фазных проводников. Для автоматических выключателей с комбинированным расцепителем достаточно обеспечить нормируемое по [1] значение тока однофазного КЗ для любого одного из расцепителей.

Контрольные вопросы

1. В чем заключаются достоинства и недостатки плавких предохранителей как защитного аппарата?
2. Каковы защитные характеристики плавких предохранителей?
3. В чем заключаются достоинства и недостатки автоматических выключателей?

- как защитного аппарата?
4. Каковы защитные характеристики автоматических выключателей?
 5. Каковы диапазоны регулирования уставок расцепителей автоматических выключателей различных фирм?
 6. Как производится выбор уставок срабатывания плавких предохранителей?
 7. Как производится выбор уставок срабатывания автоматических выключателей различных фирм?
 8. В чем заключается особенность выбора уставок автоматических выключателей на магистральных линиях, вводах и секционных выключателях?
 9. В чем заключаются особенности расчета токов КЗ в сетях напряжением 0,4 кВ для оценки чувствительности защиты?

ЛЕКЦИЯ № 24

Содержание лекции

- 24.1. Защита автоматическими выключателями сетей до 1000 В.
- 24.2. Особенности выбора уставок расцепителей автоматов на магистральных линиях, вводах и секционных выключателях.

24.1. Защита автоматическими выключателями сетей до 1000 В

Общие сведения. Отмеченные выше недостатки предохранителей обусловили широкое применение автоматических выключателей для защиты сетей напряжением ниже 1000 В. Автоматические выключатели или автоматы выпускаются одно- двух- и трехполюсные, постоянного и переменного тока на номинальные токи до нескольких тысяч ампер. В качестве элементов защиты в автоматах применяются так называемые расцепители. По конструкции они являются первичными реле прямого действия, действующими непосредственно на механизм расцепления автомата. Большинство автоматов выполняется с ручным приводом; автоматы на большие токи имеют электромагнитные или электродвигательные приводы и дистанционное управление.

К современным типам автоматов относятся отечественные выключатели серии ВА или зарубежные – серии: Компакт, Мастерпакт, Micrologic, Мульти, Integral и др.

Расцепители автоматов бывают мгновенного действия, применяемого в качестве токовой отсечки, и с зависимой выдержкой времени – для защиты от перегрузки. Если автоматический выключатель имеет и тот и другой расцепители, то такой расцепитель называется комбинированным. По принципу действия расцепители делятся на электромеханические и электронные. В электромеханических расцепителях токовая отсечка выполняется на электромагнитном принципе (электромагнитный расцепитель), а защита от перегрузки – на биметаллическом элементе (тепловой расцепитель). В указанных типах автоматических выключателей электромеханические расцепители применяются на выключателях в основном с номинальным током до 250 А.

Электронные расцепители имеют более мощные выключатели. Современные расцепители выполнены на микропроцессорной элементной базе. Электронные расцепители более стабильны и обладают широким диапазоном уставок. На них выполняются так называемые

селективные автоматические выключатели, имеющие кроме названных двух ступеней защиты, еще токовую отсечку с выдержкой времени (0,1...0,4) с.

Основными параметрами автоматических выключателей являются: номинальный ток выключателя (I_n) и номинальный ток расцепителя – относительный диапазон регулировки токов срабатывания (уставок) защиты от перегрузки (I_r) и токовой отсечки (I_m). Причем у электронных расцепителей уставка I_r регулируется дискретно относительно I_n , а уставка I_m – относительно I_r . Кроме того, защита от перегрузки может иметь ступенчато регулируемую уставку по времени срабатывания при кратности тока $6I_r$.

В таблице 24.1 приведены некоторые типы автоматических выключателей и диапазоны регулировки уставок защит расцепителей, а на рис. 24.1 – защитные характеристики (кривые отключения) наиболее распространенных автоматов серии ВА.

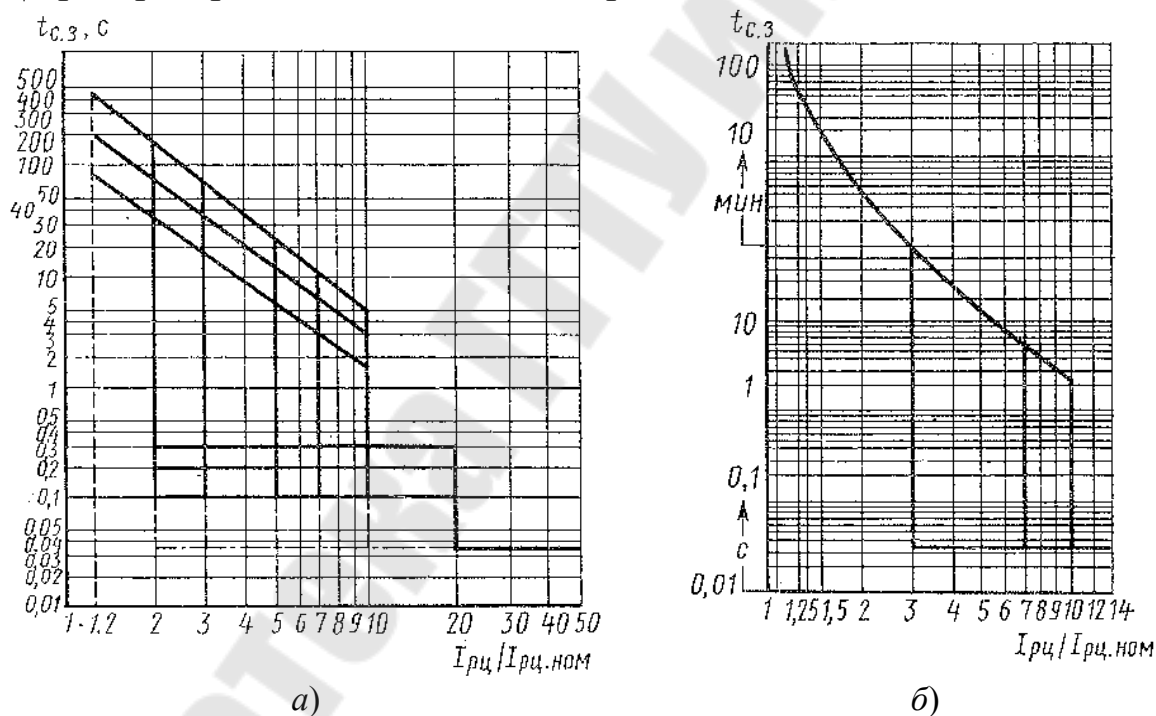


Рис. 24.1. Защитные характеристики комбинированных расцепителей автоматических выключателей серии ВА;

- а) – селективного (ВА-53, ВА-75);
- б) – неселективного (ВА-51, ВА-52)

В маркировке автоматических выключателей зарубежных фирм, например, типа $NS400N(STR23SE)$ или $NS160N(TM125D)$ каждая позиция означает следующее:

NS – автомат типа *КОМПАКТ*; *M* – *МАСТЕРПАКТ*; *NW* – *Micrologic*;

400 или 160 – номинальный ток автомата, А (I_n); две цифры – в сотнях А;

N – стандартный;

STR или *TM* – тип расцепителя: *STR* – электронный на базе микропроцессора; *TM* – электромеханический комбинированный расцепитель;

125 – номинальный ток расцепителя, А;

S – селективный; *D* – неселективный для распределительной сети.

Автоматы серии ВА никакой информации в своей маркировке не несут. Их подробные технические данные приведены в табл. приложения.

Автоматы с электронным расцепителем имеют очень широкий диапазон регулировки уставок защиты от перегрузки в пределах от 0,4 до 1,0 номинального тока (I_n) автомата, т. е. $I_r = (0,4 - 1)I_n$.

Для регулирования уставок I_r на лицевой панели автомата типа *Компакт* имеются два переключателя: грубой регулировки $I_0 = (0,5; 0,63; 0,7; 0,8; 0,9; 1)I_n$ и точной регулировки $I_r = (0,8; 0,85; 0,88; 0,9; 0,92; 0,95; 0,98; 1,0)I_0$. Несмотря на дискретность шкал переключателей, можно добиться высокой точности выставления уставки защиты от перегрузки, имея в виду, что $I_r = I_0 \cdot I'_r \cdot I_n$.

Например, чтобы выставить уставку $I_r = 0,57 \cdot I_n$ необходимо установить переключатели в следующие положения: $I_0 = 0,63 \cdot I_n$; $I'_r = 0,9I_0$, тогда $I_r = 0,63 \cdot 0,9 \cdot I_n = 0,567 \cdot I_n$.

Автоматы с электромеханическими комбинированными расцепителями (тепловой и электромагнитный) имеют один переключатель со шкалой на 3 значения уставок $I_r = (0,8; 0,9; 1,0)I_n$.

Уставка токовой отсечки (I_m) на электронных расцепителях с номинальным током 400 А и более также регулируется переключателем с дискретной шкалой: $I_m = (1,5; 2; 3; 4; 5; 6; 8; 10)I_r$. На автоматах с электромеханическим расцепителем уставка I_m регулируется в очень узком диапазоне или вообще не регулируется и имеет фиксированное значение I_m от 7 до $12I_n$ в зависимости от типа автомата.

По паспортным данным погрешность отклонения тока срабатывания токовой отсечки относительно установленного значения составляет $\pm 15\%$.

Таблица 24.1

Типы и диапазоны регулирования уставок защит автоматических выключателей серии *Компакт (Мастерпакт), Микрологик* и других

| Тип автомата | I_n, A | Диапазон регулирования уставок расцепителей | | |
|------------------------|----------|---|--|-----------------------------------|
| | | I_0 | I_r | I_m |
| <i>NW 25 H1 3P</i> | 2500 | | 0,4/0,5/0,6/0,7/0,8/ 0,9/0,95/0,98/1× I_n | 1,5/2/2,5/3/4/5/6/ 8/10× I_r |
| <i>M08N1(STR28D)</i> | 800 | 0,5/0,63/0,8/1× I_n | 0,8/0,85/0,88/0,9/ 0,92/0,95/0,98/1× I_0 | 1,5/2/3/4/5/6/ 8/10× I_r |
| <i>NS630N(STR23SE)</i> | 630 | 0,5/0,63/0,7/0,8/ 0,9/1× I_n | 0,8/0,85/0,88/0,9/ 0,93/0,95/0,98/1× I_0 | 2/3/4/5/6/7/ 8/10× I_r |
| <i>NS400N(STR23SE)</i> | 400 | 0,5/0,63/0,7/0,8/ 0,9/1× I_n | 0,8/0,85/0,88/0,9/ 0,93/0,95/0,98/1× I_0 | 2/3/4/5/6/7/ 8/10× I_r |
| <i>NS250N(TM250D)</i> | 250 | | 0,8/0,9/1×250A | 5/6/7/8/ 9/10×250A |
| <i>NS160N(TM160D)</i> | 160 | | 0,8/0,9/1×160A | 8× $I_n=1280 A$ |
| <i>NS160N(TM125D)</i> | 125 | | 0,8/0,9/1×125A | 10× $I_n=1250 A$ |
| <i>NS100N(TM100D)</i> | 100 | | 0,8/0,9/1×100A | 8× $I_n=800 A$ |
| <i>NS100N(TM63D)</i> | 63 | | 0,8/0,9/1×63A | 8× $I_n=500 A$ |
| <i>NS100N(TM40D)</i> | 40 | | 0,8/0,9/1×40A | 8× $I_n=320 A$ |
| <i>NS100H(TM25D)</i> | 25 | | 0,8/0,9/1×25A | 12× $I_n=300 A$ |
| <i>VIS 100; AE 100</i> | 100 | | 0,8/0,9/1×100A | 6÷10× I_n |
| <i>C60N</i> | 1÷63 | | | 6÷10× I_n |
| <i>GV2-L10</i> | 6,3 | | | 6÷12× I_n |
| <i>BA55-37</i> | 250 | | 0,63/0,8/1× I_n | 2/3/5/7/10× I_r |
| <i>BA 51Г-25</i> | 0,3-25 | | | 14× I_n |

В селективных автоматах (*S*), которые, как правило применяются на вводах 0,4 кВ, токовая отсечка I_m имеет выдержку времени t_m с дискретной шкалой на 5 значений: $t_m = 0/0,1/0,2/0,3/0,4$ с. Селективный автомат, кроме токовой отсечки с выдержкой времени имеет еще одну ступень защиты от сверхтоков – токовую отсечку без выдержки времени, так называемое, рефлексное отключение с временем срабатывания не более 20 мс. Ток срабатывания рефлексного отключения строго фиксирован и равен $I_{m.p} \geq 22 \cdot I_n \pm 15\%$.

Все неселективные автоматы имеют фактически одну ступень токовой отсечки I_m , срабатывающей без выдержки времени с собственным временем около 0,08 с у автоматов серии *МАСТЕРПАКТ* и 0,02 с – у *КОМПАКТ*. Рефлексное отключение у данных автоматов тоже имеется и наступает оно при кратности тока более $(12 - 20)I_n$.

У всех автоматических выключателей защита от перегрузки I_r срабатывает с обратозависимой от величины тока выдержкой времени, поскольку количество выделенного тепла пропорционально I^2t . Характеристика автомата должна соответствовать перегрузочной характеристике защищаемого объекта – линия, электродвигатель, трансформатор, нагревательный прибор и т.д.

У автоматов с электромеханическим расцепителем эту функцию выполняет тепловой элемент на основе биметаллической пластины. У электронных автоматов обратозависимая характеристика заложена в программу и ее зависимость, время срабатывания от кратности тока $t_{с.з} = f(I_*)$, соответствует международному стандарту *МЭК-IEC 947.2*. Под кратностью тока (I_*) подразумевается отношение величины тока, протекающего через автомат, к уставке защиты от перегрузки, т.е. $I_* = I/I_r$ (рис. 13.3). У автоматах с электронным расцепителем погрешность времени срабатывания в зависимой части характеристики не превышает 20 %, а у автоматов с электромеханическим расцепителем – на несколько порядков больше. Например, при кратности тока равной 6, что допускается [1], для защиты во взрывоопасных помещениях, зависимая характеристика времени срабатывания электронного расцепителя имеет разброс от 5 до 10с, а теплового расцепителя – от 4 до 30с. Такое большое время срабатывания (30с) при КЗ может привести к тепловому разрушению и возгоранию изоляции. В этой связи в пожаро- и взрывоопасных помещениях желательно выбирать уставки так, чтобы КЗ отключались только токовой отсечкой автомата, т. е. без выдержки времени.

На малонагруженных присоединениях 0,4 кВ из зарубежных автоматов рекомендуется применять типа *GV-2L04/22* или серии "Мульти-9". Из них наибольшего распространения получил автомат типа *С60*, который выпускается с различными стандартными по МЭК типами обратозависимых характеристик, позволяющих регулировать уставку токовой отсечки в диапазоне следующих значений:

- типа *L*: $I_m = (2,6 - 3,85)I_n$;
- типа *U*: $I_m = (5,5 - 8,8)I_n$;

- типа *B*: $I_m = (3,2 - 4,8)I_n$;
- типа *N*: $I_m = (6 - 10)I_n$;
- типа *D* и *K*: $I_m = (10 - 14)I_n$;
- типа *Z*: $I_m = (2,4 - 3,2)I_n$;
- типа *MA*: $I_m = 12I_n$.

При этом номинальный ток расцепителя I_n , соответствующий уставке защиты от длительной перегрузки (I_r), не регулируется и его значение указано в типе автомата, например, автомат *C60N10* имеет тип характеристики – *N*, номинальный ток расцепителя – 10 А и уставка I_m дискретно регулируется в пределах $(6 - 10)I_n$.

Некоторые автоматические выключатели вообще не имеют защиты от длительной перегрузки, а только токовую отсечку на электромагнитном расцепителе. В этом случае, если требуется защита от перегрузки, то последовательно с автоматом включается магнитный пускатель со встроенным тепловым элементом.

Выбор автоматов по номинальному напряжению, номинальному току, максимальному допустимому току производится по обычным условиям, как для любой коммутационной аппаратуры. Следует различать номинальный ток самого автомата – его контактов и прочих токоведущих частей – и номинальный ток встроенного в него расцепителя. Для большинства автоматов на один и тот же номинальный ток возможна установка расцепителей на меньшие номинальные токи.

Автоматы выпускаются мгновенные, с зависимой и независимой от тока выдержкой времени и комбинированные. Автоматы с мгновенными электромагнитными расцепителями имеют очень малое время срабатывания – порядка 0,01-0,035с. С такими расцепителями выполнить защиту, селективную с нижестоящими автоматами, невозможно, и они могут применяться только для защиты конечного элемента сети, наиболее удаленного от источника питания.

Автоматы с электромагнитными расцепителями и независимой выдержкой времени имеют две уставки по времени, обеспечивающие селективность с нижестоящими мгновенными автоматами и предохранителями.

Разброс по току срабатывания мгновенных и с независимой характеристикой электромагнитных расцепителей очень велик, до $\pm 15...30\%$, что необходимо учитывать при расчете уставок.

Автоматы с тепловыми электромеханическими расцепителями имеют очень большие разбросы по времени и току срабатывания, особенно в зависимости от окружающей температуры.

Область применения автоматов сильно ограничивается допустимой для них окружающей температурой, особенно для автоматов с тепловыми расцепителями. Большинство таких автоматов пригодно для работы только при положительных температурах, при низкой окружающей температуре тепловые расцепители сгорают раньше чем успевают сработать. Поэтому во многих автоматах мгновенные электромагнитные расцепители служат не только для защиты элементов сети, но и для защиты самих тепловых расцепителей.

Для защиты сетей с заземленным нулем от однофазных КЗ чувствительность автоматов с зависимой от тока характеристикой должна быть не менее 3.

Чувствительность автоматов, имеющих только мгновенные расцепители, при однофазных КЗ должна быть не менее 1,1 с учетом максимального разброса по току срабатывания. Если заводских данных по разбросу тока срабатывания нет, то чувствительность, определенная по номинальным параметрам, должна быть не менее 1,4 для автоматов с номинальным током до 100 А и не менее 1,27 для прочих (при 15 %-ом разбросе $K_{\text{ч}} = 1,1 \cdot 1,15 = 1,27$).

Для защиты сетей от перегрузки допустимый ток нагрузки должен быть не менее $1,25I_{\text{ср}}$ мгновенного расцепителя для проводов с резиновой и аналогичной изоляцией, прокладываемых во внутренних помещениях. Исключением являются невзрывоопасные производственные помещения, где допустимая для проводов нагрузка должна быть равна $I_{\text{ср}}$ расцепителя. Для кабелей с бумажной изоляцией допустимая нагрузка равна $I_{\text{ср}}$ мгновенного расцепителя.

Если расцепитель имеет нерегулируемую, зависимую от тока характеристику, то допустимая нагрузка для любых проводов равна $I_{\text{ср}}$ расцепителя.

Если автомат имеет регулируемую, зависимую от тока характеристику, то допустимая нагрузка на проводники снижается: для проводов с горючей резиновой изоляцией до $I_{\text{ср}}$ расцепителя и до $0,8I_{\text{ср}}$ для кабелей с бумажной изоляцией.

Остальные условия для защиты сетей автоматами такие же, как и для защиты сетей предохранителями.

24.2. Особенность выбора уставок расцепителей автоматов на магистральных линиях, вводах и секционных выключателях

Принцип выбора расцепителей автомата магистральной линии, питающего группу радиальных линий, несколько иной.

Номинальный ток расцепителя выбирается, исходя из суммарной длительной нагрузки с учетом коэффициента спроса (одновременности), и возможности подключения дополнительной нагрузки при срабатывании АВР. Токовая отсечка должна быть отстроена от суммы токов нагрузки и пускового тока наиболее мощного двигателя. Должна быть проверена чувствительность токовой отсечки. Если чувствительность отсечки недостаточная, то для магистральных линий допускается при КЗ в конце данной линии использовать только защиту от перегрузки, а при близких КЗ – токовую отсечку. При этом время срабатывания защиты от перегрузки не должно превышать допустимого времени, рассчитанного по условию термической стойкости кабеля при данном токе КЗ:

$$t_{\text{доп}} = (S \cdot C / I_{\text{КЗ min}})^2,$$

где S – сечение кабеля, мм²;

C – постоянная, принимаемая для алюминия 91, для меди – 120.

Данное выражение можно представить в виде:

$$I_{\text{КЗ доп}} = S \cdot C / \sqrt{t_{\text{откл}}}.$$

Например, если принять время отключения автомата с электронным расцепителем при 6-ти кратном токе КЗ по отношению к уставке защиты от перегрузки равным 8 с, то допустимый ток КЗ для медного кабеля сечением 50мм² составит:
 $I_{\text{КЗ доп}} = 50 \cdot 120 / \sqrt{8} = 2100 \text{ А}$, а при 3-х кратном токе
 $I_{\text{КЗ доп}} = 50 \cdot 120 / \sqrt{32} = 1060 \text{ А}$. При этом длительно допустимый ток для данного кабеля составляет около 250 А.

В случае применения АВР-0,4 кВ возможен групповой самозапуск электродвигателей, но только тех, у которых отсутствует контактор или магнитный пускатель и двигатель включается автоматом. При наличии пускателя или контактора во время провала напряжения они отпадают перед действием АВР. Это обстоятельство должно учитываться при расчете суммарной нагрузки, участвующей в самозапуске.

Основное назначение токовой отсечки автомата магистральной линии – это отключение КЗ на своей магистральной линии. При КЗ на присоединении должна обеспечиваться селективность действия автомата присоединения и автомата ввода или селективного выключателя. Для выполнения указанной селективности либо вводят выдержку времени на срабатывания отсечки (только у селективных автоматов), либо выбирают ток срабатывания отсечки автомата не менее чем на 3 ступени по шкале номинальных токов больше, чем ток срабатывания отсечки автомата присоединения. При этом предполагается, что при близком КЗ на автомате присоединения срабатывает "рефлексное" отключение с временем около 10 мс, тогда как автомат ввода (секционный) срабатывает с некоторой задержкой 60-80 мс.

Вместе с тем последний способ выполнения селективности недостаточно надежный особенно на присоединениях с большими токами КЗ.

Пример

Выбрать уставки расцепителя автоматического выключателя на радиальном присоединении 0,4 кВ, питающим электродвигатель 65 кВт кабельной линией (медь) 4×50, длиной 110 м. Исходные данные: Значение тока дугового однофазного КЗ в конце линии $I_{к.д.}^{(1)} = 2300$ А. Номинальный ток двигателя $I_{ном.дв.} = 65 / (\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,8) = 120$ А. Кратность пускового тока двигателя $K_{п} = 6$;

Определяем требуемый номинальный ток расцепителя:

$$I_r' \geq 1,2 \cdot 120 = 144 \text{ А.}$$

Предварительно выбираем автомат типа ВА 52-33 с номинальным током расцепителя $I_r = 160$ А и определяем минимальный ток срабатывания токовой отсечки мгновенного расцепителя: $I_m \geq K_z \cdot K_{п} \cdot I_{д.ном} = 1,3 \cdot 6 \cdot 120 = 936$ А.

Данный автомат имеет 10-ти кратный ток срабатывания отсечки: $I_m = 1600$ А.

Определяем коэффициент чувствительности токовой отсечки при КЗ на линейных выводах двигателя: $K_{ч} = 2300 / 1600 = 1,44$. Чувствительность защиты достаточна, поскольку $K_{ч} > 1,27$. Следовательно, выбранный автомат и его комбинированный расцепитель удовлетворяет требованиям [1].

Однако, если для данного примера принять вместо ВА 52-33 вы-

ключатель типа ВА 52Г-33 с тем же номинальным током, но с кратностью токовой отсечки 14, то чувствительность защиты оказалось бы недостаточной, так как $K_{\text{ч}} = 2300 / (14 \cdot 160) = 1,03$.

Контрольные вопросы

1. В чем заключаются достоинства и недостатки плавких предохранителей как защитного аппарата?
2. Каковы защитные характеристики плавких предохранителей?
3. В чем заключаются достоинства и недостатки автоматических выключателей как защитного аппарата?
4. Каковы защитные характеристики автоматических выключателей?
5. Каковы диапазоны регулирования уставок расцепителей автоматических выключателей различных фирм?
6. Как производится выбор уставок срабатывания плавких предохранителей?
7. Как производится выбор уставок срабатывания автоматических выключателей различных фирм?
8. В чем заключается особенность выбора уставок автоматических выключателей на магистральны линиях, вводах и секционных выключателях?
9. В чем заключаются особенности расчета токов КЗ в сетях напряжением 0,4 кВ для оценки чувствительности защиты?

14. ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

Лекция 25

Содержание лекции

- 25.1. Повреждения и ненормальные режимы работы генераторов.
- 25.2. Защита низковольтных генераторов.
- 25.3. Защита от замыканий в обмотках статора.
- 25.4. Защита высоковольтных генераторов мощностью до 1 МВт.
- 25.5. Защита высоковольтных генераторов мощностью более 1 МВт.
- 25.6. Продольная дифференциальная защита.
- 25.7. Защита от замыкания между витками одной фазы.
- 25.8. Защита от сверхтоков внешних КЗ и от перегрузки.
- 25.9. Автоматическая синхронизация генераторов.
- 25.10. Автоматическое регулирование возбуждения (АРВ).

25.1. Повреждения и ненормальные режимы работы генераторов

В генераторах могут возникнуть следующие повреждения:

а) междуфазные короткие замыкания, вызывающие повреждения обмоток и, реже, стали магнитопровода статора;

б) замыкания между витками одной фазы (обычно они переходят в междуфазные замыкания или в замыкания на землю);

в) замыкания одной фазы на корпус (землю), при которых ток замыкается через сталь магнитопровода. Исследования показали, что при токах более 5 А возникают опасные выжигания (выплавления) стали статора, требующие капитального ремонта генератора с перешиктовкой магнитопровода. Поэтому принято, что при токах более 5 А защита должна действовать на отключение генератора, а при токах менее 5 А – на сигнал;

г) двойные замыкания на корпус (землю) в цепи ротора, вызывающие перегрев ротора, горение изоляции, а также вибрацию генератора (особенно у явнополюсных машин) вследствие возникающей несимметрии магнитного потока ротора. Двойному замыканию на корпус предшествует замыкание на корпус в одной точке. Поэтому на гидрогенераторах и крупных синхронных компенсаторах устанавливают защиту, сигнализирующую о появлении замыкания в одной точке. После появления сигнала машину останавливают для отыскания и устранения повреждения. На турбогенераторах устанавливают защиту от двойных замыканий на корпус. Дежурный персонал включает эту

защиту при появлении (обнаружении) замыкания на корпус в одной точке.

К ненормальным режимам генераторов относят:

а) сверхтоки (токи, превышающие номинальный ток генераторов при внешних КЗ). Нормально внешние КЗ должны отключаться защитами поврежденных элементов, однако, при отказе этих защит генератор должен иметь собственную резервную защиту;

б) перегрузки по току, возникающие при отключении части параллельно работающих генераторов, изменении схемы сети, подключении новых узлов нагрузки, самозапуске двигателей, форсировке возбуждения генераторов, потере возбуждения и т. п. Для всех генераторов допускаются нормальные длительные перегрузки по току статора не более 5 % при снижении напряжения статора не более чем на 5 %. Аварийные перегрузки лимитируются заводом-производителем отдельно для каждого типа генератора.

Для генераторов допустимы продолжительные перегрузки в 20 – 30 % как по току статора, так и по току ротора, поэтому при таких перегрузках генераторы не должны отключаться от сети;

в) несимметрию токов статора, возникающую при несимметричных коротких замыканиях в сети и при неполнофазных режимах (обрывах фазы). Появляющиеся при несимметрии токи обратной последовательности создают магнитный поток, вращающийся относительно ротора с двойной синхронной скоростью, следствием чего может быть повышенный нагрев и вибрация ротора, а также повышенный нагрев обмотки возбуждения. Длительная работа турбогенераторов допустима при несимметрии $I_2/I_{2\text{ном}}$ не более 5 %, а гидрогенераторов и синхронных компенсаторов – при несимметрии не более 10 %

г) повышения напряжения, возникающие при резких сбросах нагрузки, когда частота вращения машины возрастает при практически неизменном напряжении на обмотке возбуждения. У турбогенераторов имеются автоматы безопасности, полностью прекращающие впуск пара в турбину при увеличении частоты вращения агрегата на 10 %. У гидрогенераторов регуляторы скорости не могут обеспечить быстрое закрытие направляющих аппаратов, поэтому при резком сбросе нагрузки частота вращения гидрогенератора может возрасти на 40-60 %, а напряжение на 30-50 %. У турбогенераторов повышение напряжения ликвидируется системами автоматического регулирования скорости (АРС) и автоматического регулирования возбуждения

(АРВ), а на гидрогенераторах дополнительно устанавливается специальная релейная защита от повышения напряжения.

25.2. Защита низковольтных генераторов

Низковольтные генераторы имеют высокий запас прочности изоляции, поэтому их повреждения относительно редки.

Защита от междуфазных КЗ

Для генераторов мощностью до 150 кВт защита выполняется предохранителями или автоматами.

Предохранители выбираются по условиям:

$$U_{\text{пр. ном}} = U_{\text{сети}}, \quad I_{\text{пр. откл}} \geq I_{\text{КЗ max}}$$

Плавкая вставка предохранителя выбирается из условий:

$$I_{\text{вс. ном}} \geq K_{\text{зап}} \cdot I_{\text{раб. max}}; \quad I_{\text{вс. ном}} \geq I_{\text{перегр}} / K_{\text{пер}}$$

где $I_{\text{раб. max}}$ – максимальный рабочий ток, проходящий через предохранитель;

$K_{\text{зап}}$ – 1.1...1.25 коэффициент запаса;

$I_{\text{КЗ max}}$ определяется в зависимости от того, одиночно или параллельно с другими генераторами работает генератор.

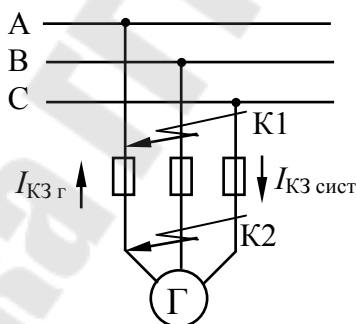


Рис 25.1. Расчетные точки КЗ при защите низковольтных генераторов

а) генератор работает одиночно: К1 – расчетная точка. Определяют $I_{\text{КЗГ}}$;

б) генератор работает параллельно: К2 – расчетная точка. Определяют $I_{\text{КЗсист}}$.

Токовая защита с помощью автоматических выключателей выполняется двухфазной, если нейтраль генератора не заземлена, и трехфазной, если нейтраль глухо заземлена.

Автоматы устанавливаются со стороны шинных выводов при его параллельной работе с другими генераторами, а при одиночной работе – со стороны нулевых выводов.

Автоматы с комбинированными расцепителями осуществляют защиту генератора от КЗ и от перегрузок. Блок-контакты автомата используются для отключения автомата гашения поля (АГП). При выборе автоматов принимается $I_{\text{расч}} = I_{\text{ген. ном}}$.

МТЗ генераторов с помощью вторичных реле косвенного действия применяются тогда, когда коммутационным аппаратом генератора служит контактор с защелкой.

Ток срабатывания защелки выбирается:

$$I_{\text{сз}} = \frac{K_{\text{зап}} \cdot K_{\text{сз}}}{K_{\text{в}}} I_{\text{ген. ном}},$$

где $K_{\text{сз}} = 1,5 \dots 1,7$.

Чувствительность защиты :

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{реле при КЗ на выводах генератора}}}{I_{\text{сраб. реле}}}.$$

Если оказывается, что $K_{\text{ч}} < 1,2$, то $I_{\text{сз}}$ снижают, обеспечивая $K_{\text{ч}} = 1,2$, а отстройку от токов самозапуска осуществляют по времени. Для этого удобно использовать реле типа РТ-80.

Если генератор работает параллельно с другими генераторами, для обеспечения требований надежности и селективности дополнительно к МТЗ устанавливают ТО.

Реле отсечки подключаются к ТТ, установленных со стороны шинных выводов генератора, и действует за счет тока, идущего к месту повреждения от других генераторов.

Ток срабатывания ТО выбирают из условий:

$$I_{\text{сз}} \geq K_{\text{зап1}} \cdot I_{\text{КЗ max}};$$

$$I_{\text{сз}} \geq K_{\text{зап2}} \cdot I_{\text{кач}},$$

где $K_{\text{зап1}} = 1,6 \dots 1,8$ – РТ-80;

$K_{\text{зап1}} = 1,3$ – РТ-40, РСТ;

$K_{\text{зап2}} = 1,2 \dots 1,3$;

$I_{\text{КЗ max}}$ – периодическая слагаемая тока генератора при $K^{(3)}$ на шинах генераторного напряжения;

$I_{\text{кач}}$ – возможный ток качаний.

Расчетным видом повреждения при определении чувствительности отсечки генератора, работающего с изолированной нейтралью является КЗ между фазами на выводах. Чувствительность отсечки считается достаточной при $K_{\text{ч}} \geq 2$.

25.3. Защита от замыканий в обмотках статора

Защита от замыканий в обмотке статора необходима для генераторов, работающих с заземленной нейтралью. Надобность в защите отпадает, если защита от многофазных КЗ выполняется трехфазной.

При двухфазном выполнении защиты от многофазных КЗ, дополнительно к ней должна предусматриваться защита нулевой последовательности - максимальная токовая или продольная дифференциальная.

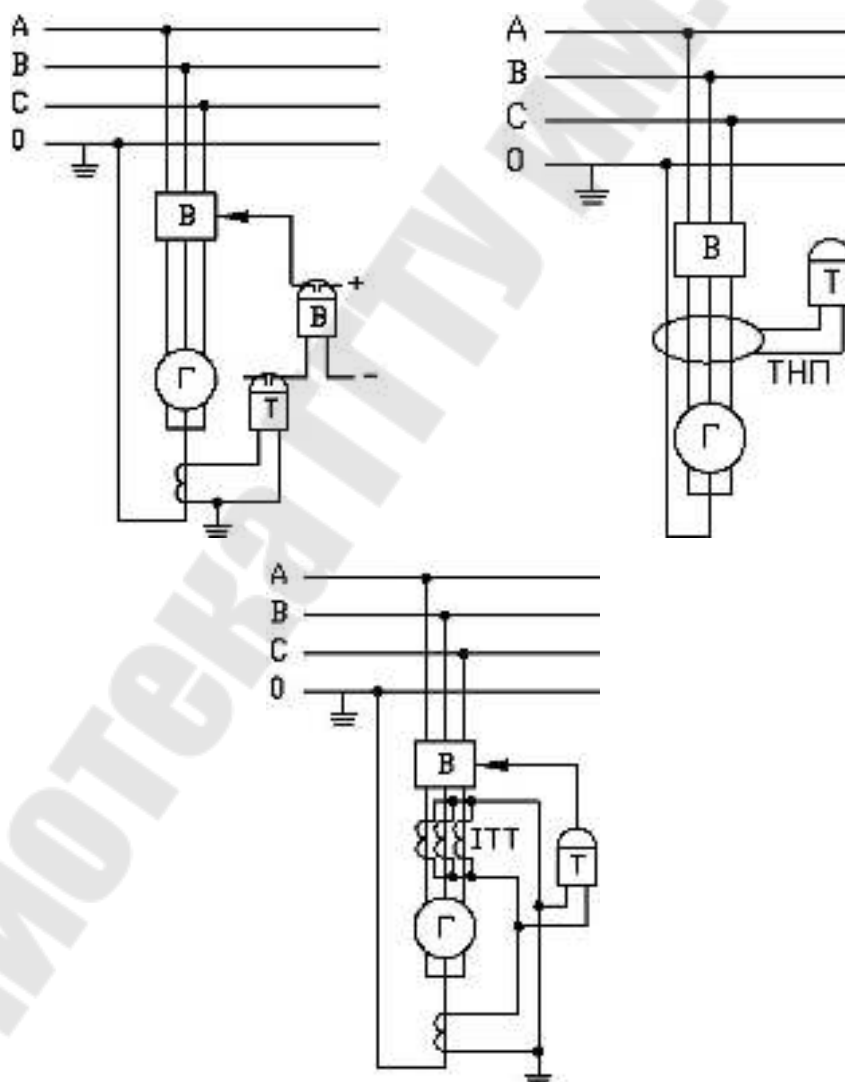


Рис.25.2. Защита низковольтных генераторов

В схеме МТЗ нулевой последовательности токовое реле Т включено через ТТ в нулевой провод генератора Г. Это реле может действовать при КЗ на землю в сети генераторного напряжения, поэтому защита отстраивается от таких режимов с помощью реле времени В.

Продольная дифференциальная защита нулевой последовательности реагирует только на повреждения в генераторе и поэтому в выдержке времени не нуждается.

Чтобы защита не отключала генератор при обрыве в цепях обмоток ТТ, ее ток срабатывания выбирается больше номинального тока генератора:

$$I_{сз} = K_{зап} \cdot I_{Г.ном}, \text{ где } K_{зап} = 1,3 \dots 1,4.$$

В ТНП ток в реле Т пропорционален разности магнитного потока, создаваемого токами фазных проводов и потоком, создаваемым током нулевого провода:

$$I_{сз} = K_{зап} \cdot I_{Г.ном}, \text{ где } K_{зап} = 0,2 \dots 0,4.$$

Защита от перегрузки не устанавливается и ее функции выполняет защита от многофазных КЗ (автоматы или токовые реле типа РТ - 80).

25.4. Защита высоковольтных генераторов мощностью до 1 МВт

Высоковольтные генераторы мощностью до 1 МВт изготавливают на напряжение до 6 кВ.

Защиты разделяются на защиту от многофазных внешних коротких замыканий и КЗ в статоре.

На гидрогенераторах устанавливается защита от повышения напряжения.

Защита от многофазных КЗ в обмотке статора осуществляется токовой отсечкой. Ее выполнение, расчет тока срабатывания и требования чувствительности такие же, как и у ТО низковольтных генераторов. При недостаточной чувствительности ТО ($K_{\text{ч}} < 2$), вместо нее применяется упрощенная продольная дифференциальная защита (рис. 25.3) (при наличии выводов отдельных фаз со стороны нейтрали).

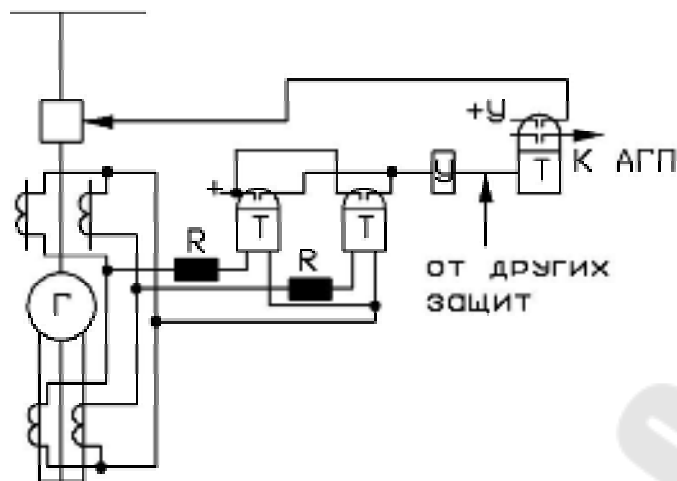


Рис.25.3. Продольная дифференциальная защита генератора

В схеме используются реле типа РТ-40 или реле прямого действия типа РТМ.

При внешних КЗ через реле проходит ток небаланса. Для его уменьшения ТТ подбирают с одинаковыми характеристиками, сопротивления плеч защиты выравниваются за счет подбора сечений соединительных проводов, либо дополнительными резисторами $R = 5...10 \text{ Ом}$.

Расчетный ток небаланса, приведенный к первичной стороне:

$$I_{\text{нб. max расч.}} = K_{\text{одн}} \cdot K_{\text{апер}} (\varepsilon/100) \cdot I_{\text{КЗ вн. max}}$$

где $K_{\text{одн}} = 0,5$ – коэффициент однотипности ТТ;

$K_{\text{апер}} = 1,5...2$ – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей в токе КЗ;

$\varepsilon/100$ – полная относительная погрешность ТТ;

$I_{\text{КЗ вн. max}}$ – периодическая составляющая ($t = 0$) тока генератора при $K^{(3)}$ на шинах генераторного напряжения.

Ток срабатывания дифференциальной защиты должен удовлетворять следующим условиям:

$$I_{\text{сз}} \geq K_{\text{зап}} \cdot I_{\text{нб. max расч.}}, \quad K_{\text{зап}} = 1,3;$$

$$I_{\text{сз}} \geq K_{\text{зап}} \cdot I_{\text{Г. ном.}}$$

Выполнением последнего условия предотвращается ложное действие защиты в случае обрыва соединительных проводов или повреждения одного из ТТ.

Проверяя чувствительность дифференциальной защиты, ток $I_{\text{КЗ min}}$ находят для двух возможных вариантов:

1. Повреждение одиночно работающего генератора, когда ток к месту повреждения идет только от генератора.
2. Повреждение генератора, включенного в сеть методом самосинхронизации, когда ток к месту повреждения подходит только из сети.

Меньший из двух $K_{\text{ч}} \geq 2$.

Для одиночно работающих генераторов в качестве защиты от многофазных КЗ допускается использовать МТЗ со стороны нейтрали, а при отсутствии выводов отдельных фаз со стороны нейтрали – минимальную защиту напряжения.

При повреждениях в цепях напряжения защита должна выводиться из действия. При установке этой защиты на турбогенераторах ее напряжение срабатывания выбирают из условия недействия при потере возбуждения:

$$U_{\text{сз}} = (0,5 \dots 0,6) \cdot U_{\text{Г. ном}}$$

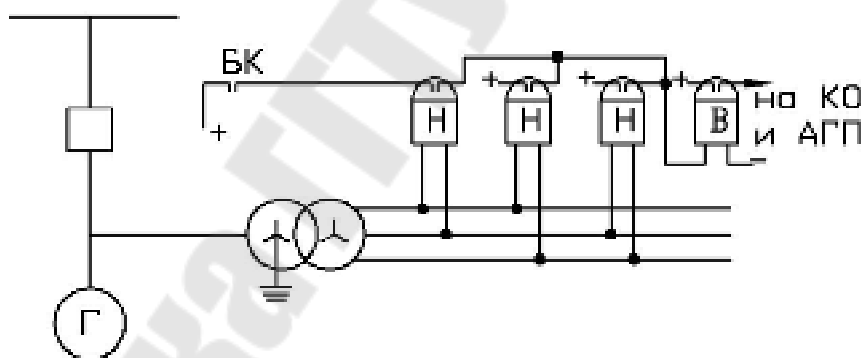


Рис. 25.4. Защита минимального напряжения

Для гидрогенераторов такую отстройку не делают, а расчетным является условие обеспечения возврата реле напряжения после отключения внешнего КЗ:

$$U_{\text{сз}} \leq U_{\text{раб. min}} / K_{\text{зап}} \cdot K_{\text{в}}$$

Применяемые в защите реле напряжения имеют $K_{\text{в}} = 1,15 \dots 1,2$, поэтому для гидрогенераторов

$$U_{\text{сз}} = (0,7) \cdot U_{\text{раб}}$$

Выдержка времени защиты берется больше max времени действия $t_{з. max}$ защит смежных отходящих элементов станции:

$$t = t_{з. max} + \Delta t .$$

Защита от замыканий на землю в обмотке статора выполняется в виде токовой защиты нулевой последовательности, реагирующей на токи установившегося режима, с ТТ типа ТЛЗ. Защита действует на отключение.

Защита от внешних КЗ – выполняется МТЗ с выдержкой времени, двухрелейной или однорелейной (с включением реле на разность токов двух фаз). Токовые реле подключаются к ТТ со стороны нейтрали для резервирования дифференциальной защиты генератора.

Ток срабатывания:

$$I_{сз} = \frac{K_{зап} \cdot K_{сз}}{K_{в}} \cdot I_{г. ном} ;$$

выдержка времени:

$$t = t_{з. max} + \Delta t .$$

Защита от симметричных перегрузок состоит из одного токового реле, включенного на ток фазы, и реле времени. Ток срабатывания защиты:

$$I_{сз} = \frac{K_{зап} \cdot K_{сз}}{K_{в}} \cdot I_{г. ном} ,$$

где $K_{зап} = 1,05$ – при действии защиты на сигнал;

$K_{зап} = 1,1...1,2$ – при действии защиты на разгрузку или отключение.

Выдержка времени принимается больше времени срабатывания защиты от внешних КЗ.

Максимальная защита напряжения устанавливается на гидрогенераторах

$$U_{ср} = (1,5...1,7)U_{н. ген} / n_{н} .$$

Защита действует на отключение и АГП

$$t_{ср} = 0,5...0,7 \text{ с} .$$

Выдержка времени предотвращает действие защиты при кратковременных повышениях напряжения, устраняемой системой АРВ.

25.5. Защита высоковольтных генераторов мощностью более 1 МВт

Максимальная защита напряжения и защита от симметричных перегрузок остается такой же, как и у генераторов до 1 МВт.

Остальные защиты, как правило, усложняются. Кроме того, генераторы должны иметь следующие виды защиты:

- от замыканий между витками фазы;
- от перегрузки токами обратной последовательности;
- от замыкания на землю цепи возбуждения одной точки для гидрогенераторов и двух точек для турбогенераторов.

25.6. Продольная дифференциальная защита

Основной защитой от междуфазных КЗ генераторов является продольная дифференциальная защита, схема которой дана на рис.

Реле тока включаются на разность токов трансформаторов тока ТА I и ТА II, установленных со стороны основных выводов генератора и со стороны нейтрали. При этом зона защиты находится между двумя комплектами трансформаторов тока; для ее увеличения один комплект трансформаторов тока устанавливается возможно ближе к выключателю. Защита действует на отключение генератора и автомата гашения поля (АГП), а также на остановку турбины.

При внешнем КЗ ток в первичных обмотках трансформаторов тока ТА I и ТА II одинаков, а ток в реле равен разности вторичных токов этих трансформаторов тока, т.е. току небаланса. При внутренних КЗ токи в первичных обмотках трансформаторов тока ТА I и ТА II различны; при этом ток в реле равен сумме вторичных токов трансформаторов тока. Защита не должна действовать при внешних КЗ, поэтому ее ток срабатывания должен удовлетворить условию:

$$I_{сз} \geq I_{нб. \max}.$$

Значение тока небаланса зависит от идентичности характеристик трансформаторов тока, сопротивлений плеч защиты, а также от токов в первичных обмотках трансформаторов тока (увеличивается с их увеличением).

Практически ток срабатывания защиты находится по выражению:

$$I_{сз} = K_{отс} \cdot K_{апср} \cdot I_{нб. \max} = K_{отс} \cdot K_{апср} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{КЗ \max}^{(3)},$$

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

$K_{апер}$ – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей в токе КЗ;

$K_{одн} = 0,5 - 1$ – коэффициент однотипности характеристик трансформаторов тока;

ε – погрешность трансформаторов тока;

$I_{КЗ\max}^{(3)}$ – наибольшее начальное действующее значение тока трехфазного КЗ генератора при КЗ на его выводах.

Дифференциальная защита является быстродействующей работающей без выдержки времени; селективность ее действия обеспечивается самой схемой защиты. Для повышения чувствительности защиты реле тока включают через быстронасыщающиеся трансформаторы тока (БНТ), практически запирающие защиту, если в токе КЗ есть значительная апериодическая составляющая. При этом можно принимать $K_{апер} = 1$. Наличие в схеме БНТ позволяет эффективно отстроиться от бросков тока небаланса при внешних КЗ, но приводит к увеличению на 1-1,5 периода времени действия защиты при внутренних КЗ. Применяется типа РНТ, состоящие из быстронасыщающегося трансформатора с дифференциальной, уравнительными, короткозамкнутой и вторичной обмотками и токового реле. Уравнительные обмотки позволяют скомпенсировать неравенство токов в плечах дифференциальной защиты. Защита, ток срабатывания которой определен по вышеприведенной формуле для $I_{сз}$ может, ложно работать при обрывах проводов в ее плечах, так как при этом в реле одной фазы появляется ток, соответствующий току нагрузки генератора. Если признано целесообразным отстроиться от режима обрыва вторичных цепей, то ток срабатывания защиты, выполненной с использованием реле РТ-40, определяют по выражению:

$$I_{сз} = 1,3 \cdot I_{г.ном}.$$

Естественно, что чувствительность защиты при этом существенно уменьшается. При использовании в защите реле РНТ-565:

$$I_{сз} = (0,5 \dots 0,6) \cdot I_{г.ном}.$$

Чувствительность защиты проверяют по току двухфазного КЗ на выводах отключенного от сети генератора. Согласно ПУЭ необходимо, чтобы

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{K3 min}}^{(2)} / I_{\text{сз}} \geq 2.$$

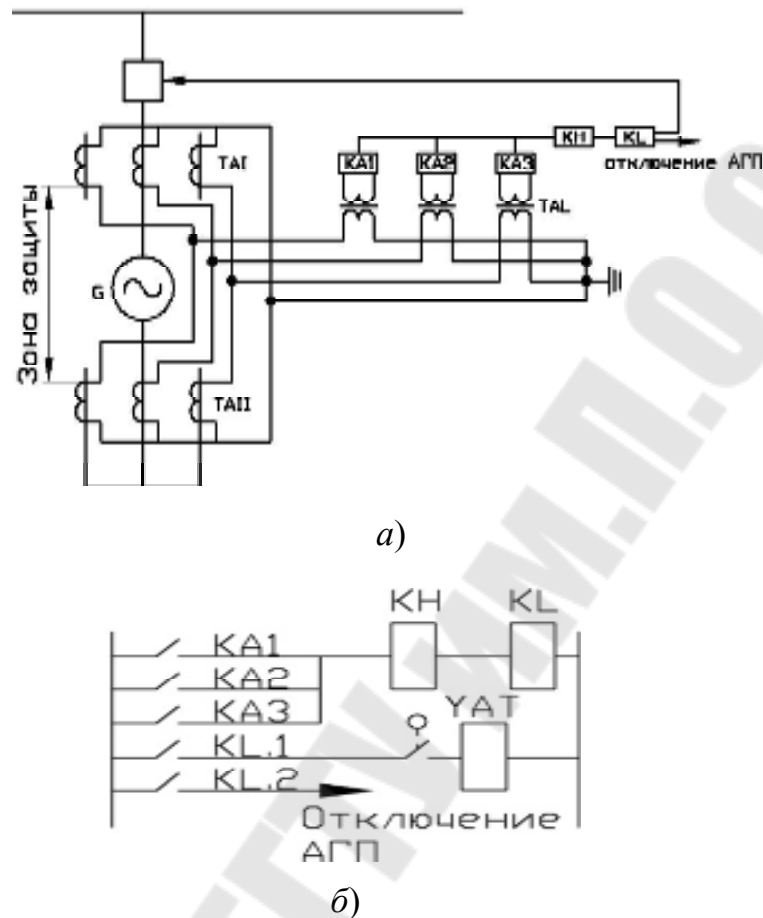


Рис.25.5. Схема продольной дифференциальной защиты генератора: а – принципиальная; б – развернутая

При выборе тока срабатывания защита дополняется токовым реле, срабатывающим в случае обрыва проводов.

Следует отметить, что продольная дифференциальная защита генератора не действует при замыканиях между витками одной и той же фазы, а также при трехфазных КЗ вблизи нейтрали генератора (мертвая зона).

25.7. Защита от замыкания между витками одной фазы

Защита от замыкания между витками одной фазы устанавливается на шинных генераторах, у которых обмотка статора имеет две параллельные ветви. Распространение получила схема защиты, приведенная на рис.

Реле тока КА защиты подключено через фильтр токов основной частоты к трансформатору тока, установленному на перемычке между

нейтралями двух параллельных ветвей статорной обмотки. В нормальном режиме и при внешних КЗ в переключке имеются только токи гармоник, кратных трем, обусловленные несинусоидальностью формы индукции в воздушном зазоре машины и несимметрией фазных токов КЗ. Фильтр KAZ не пропускает эти токи в цепь защиты. Витковые замыкания сопровождаются появлением в контуре поврежденной фазы (рис. 25.6) уравнительных ЭДС E_{yp} и тока I_{yp} основной частоты, а в реле тока $I_p = I_{yp} / K_I$.

Если $I_{yp} > I_{c3}$, то защита срабатывает. Чем меньше число замкнувшихся витков, тем меньше уравнительный ток. Защита, следовательно, имеет мертвую зону. Ток срабатывания реле отстраивается от максимального тока небаланса при внешних КЗ. Практически берут $I_{c3} \approx (0,2 \dots 0,4) \cdot I_{г.ном}$.

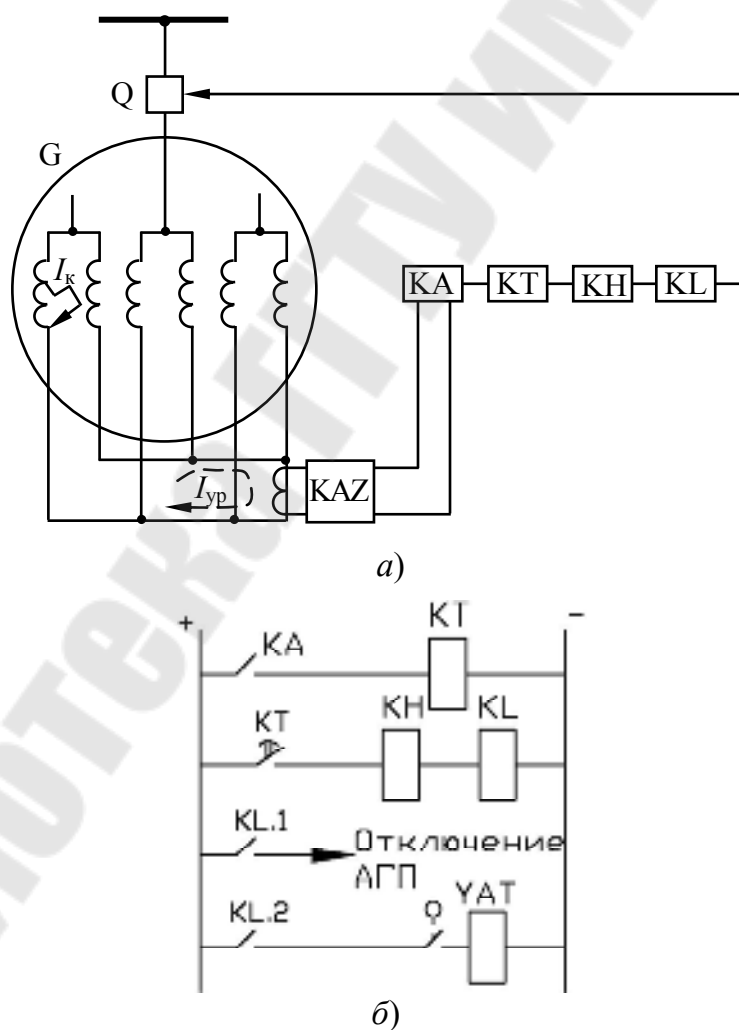


Рис. 25.6. Схема поперечной дифференциальной защиты генератора: а – принципиальная; б – развернутая

Защита может ложно работать при двойных замыканиях на землю в цепи ротора, когда нарушается магнитная симметрия параллельных ветвей статорной обмотки. Для исключения ложной работы защиты при неустойчивых двойных замыканиях в цепи ротора в защиту вводится реле времени КТ с выдержкой $t_3 = 0,5 \dots 1$ с. Трансформатор тока в перемычке между нейтралями параллельных ветвей должен быть динамически стоек при максимальных токах в перемычке. Его коэффициент трансформации обычно выбирается равным $K_T = 0,25 \cdot I_{г.ном} / 5$.

25.8. Защита от сверхтоков внешних КЗ и от перегрузки

Схема комбинированной защиты от сверхтоков внешних КЗ и от перегрузки приведена на рис. 24.7.

При симметричных КЗ увеличивается ток генератора и уменьшается его напряжение, в то время как при перегрузках увеличивается только ток при практически неизменном напряжении. Это обстоятельство используется при выполнении защит от симметричных КЗ и от перегрузки.

Защита от сверхтоков симметричных КЗ осуществляется с помощью реле КА2, КV, КЛ1, КТ2, КН и КЛ2. При возникновении КЗ одновременно срабатывают реле тока КА2 и минимальное реле напряжения КV; при этом через контакты промежуточного реле КЛ1 образуется цепь на реле времени КТ2, обеспечивающее селективность действия защиты. Защита действует на отключение выключателя Q генератора и на АГП.

Напряжение срабатывания защиты равно:

$$U_{сз} = \frac{U_{раб.мин}}{K_{отс} \cdot K_V} \approx (0,5 \dots 0,6) U_{г.ном},$$

а ток срабатывания реле КА2 находят по выражению:

$$I_{сз} = \frac{K_{отс} \cdot K_{сх} \cdot I_{г.ном}}{K_B \cdot K_I}.$$

Выдержки времени реле КТ2 принимается равной

$$t_2 = t_{прис.маx} + \Delta t,$$

где $t_{прис.маx}$ – наибольшая выдержка времени защит на присоединениях к шинам генератора.

Защита может неправильно сработать при обрыве цепей напряжения реле KV во время перегрузки генератора. Во избежание этого защита имеет сигнализацию о нарушении цепей напряжения реле KV. Она осуществляется с помощью второго контакта реле KL1.

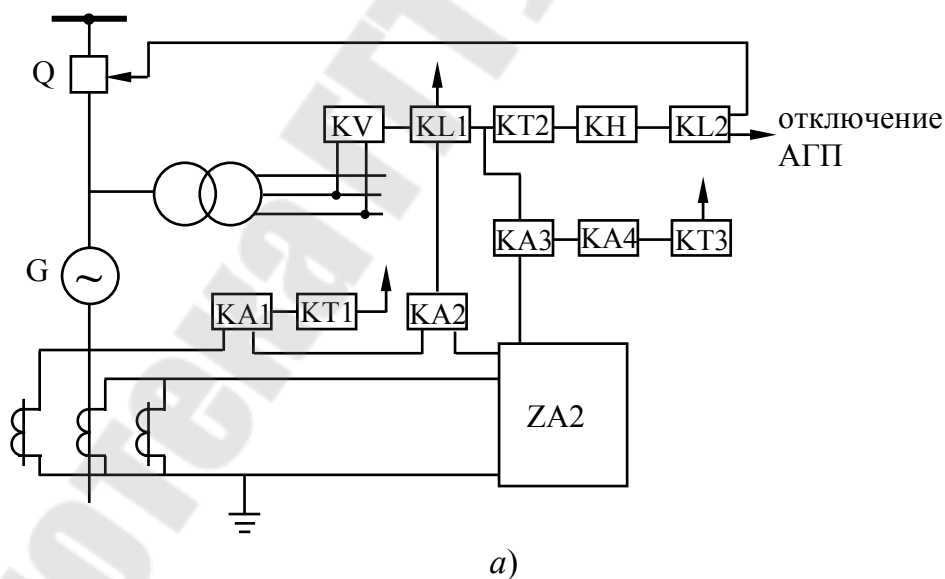
Симметричная перегрузка генератора контролируется реле, КА1. Сигнал о перегрузке дается с выдержкой времени t_1 создаваемой реле КТ1:

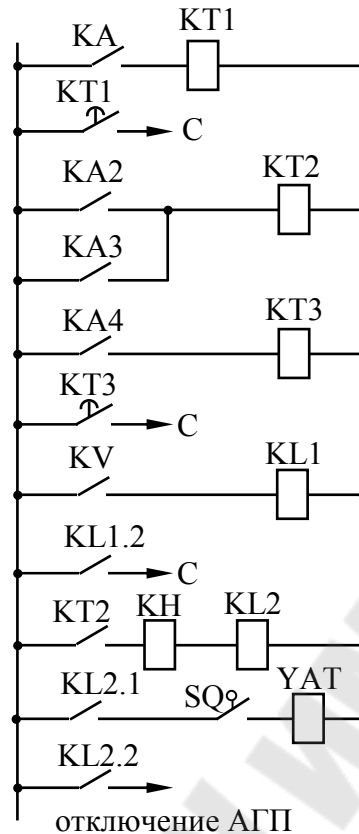
$$t_1 = t_{\text{МТЗ}} + \Delta t = t_2 + \Delta t ,$$

где $t_{\text{МТЗ}}$ – выдержка времени максимальной токовой защиты от сверхтоков внешних КЗ.

Ток срабатывания реле КА1 определяется по ранее приведенному выражению, где для повышения чувствительности защиты берется $K_{\text{отс}} = 1,05$.

Защита от сверхтоков несимметричных КЗ осуществляется фильтровой защитой обратной последовательности. Фильтровая защита обычно состоит из двух комплектов реле, первый из которых (реле КА3, КТ2, КН и KL2) действует на отключение генератора и АПП, а второй (реле КА к КТ3) – на сигнал с выдержкой времени.





б)

Рис. 25.7. Схема защиты генератора от сверхтоков внешних КЗ и от перегрузки: а – принципиальная; б – развернутая

Пусковые органы обоих комплектов (реле КА3 и КА4) включены на фильтр токов обратной последовательности ZА2 и, следовательно, не реагируют на симметричные КЗ и перегрузки. Первый комплект обеспечивает отключение генератора при внешних несимметричных КЗ, второй (чувствительный комплект) – сигнализирует о перегрузке генератора токами обратной последовательности.

Ток срабатывания реле КА3 выбирают с учетом времени $t_{\text{доп}}$, допустимого для генератора но условию нагрева током обратной последовательности и согласуют по чувствительности с защитами смежных элементов (трансформатора связи, отходящих линий); соответственно ток срабатывания защиты должен удовлетворять двум условиям:

$$I_{\text{сз}} \leq \sqrt{\frac{A}{t_{\text{доп}}}} I_{\text{Г.НОМ}};$$

$$I_{сз} \geq K_{отс} I_{2 \text{ расч}},$$

где $I_{2 \text{ расч}}$ – расчетный ток обратной последовательности генератора в условиях КЗ, когда защиты смежных элементов находятся на границе срабатывания;

$$K_{отс} = 1,1.$$

При этом необходимо, чтобы обеспечивался коэффициент чувствительности $K_{ч} = I_{2 \text{ min}} / I_{сз} = 1,2$.

Выдержка времени реле КТ2 должна удовлетворять двум условиям: должна быть больше выдержек времени защит смежных элементов, т. е.

$$t_2 = t_{\text{прис. max}} + \Delta t,$$

где $t_{\text{прис. max}}$ – максимальная выдержка времени защит и должна быть меньше допустимого для генератора по условиям нагрева времени воздействия токов обратной, последовательности при двухфазном КЗ на выводах генератора, т. е. $t_2 \leq t_{\text{доп}}$.

Ток срабатывания второго комплекта должен удовлетворять условиям

$$I_{сз} \geq I_{\text{нб}} \quad \text{и} \quad I_{сз} \leq I_{2 \text{ доп}},$$

где $I_{\text{нб}}$ – ток небаланса фильтра тока обратной последовательности.

Практически принимают $I_{сз} = (0,1 \dots 0,12) \cdot I_{\text{Г. ном}}$.

Выдержку времени реле КТ3 принимают: $t_3 = t_2 + \Delta t$.

Ток срабатывания защиты отстраивают от тока, возникающего при замыкании на землю в одной точке внешней сети и одновременном замыкании между другими фазами в другой точке внешней сети, т. е.

$$I_{сз} = \frac{1}{K_{в}} (K'_{отс} I_{СГ} + K''_{отс} I_{\text{нб. расч}}),$$

где $K'_{отс}$ – 2...3 при наличии у защиты выдержки времени $t = 0,5 \dots 1,0$ с;

$$K''_{отс} = 1,3 \dots 1,5;$$

$I_{\text{нб. расч}}$ – ток небаланса трансформатора нулевой последовательности (отнесенный к первичной цепи) при расчетном токе нагрузки

генератора, имеющем место в момент отключения двухфазного КЗ, когда с защиты снимается блокировка на реле КЛ1.

За расчетный ток генератора может быть принят ток возврата защиты от сверхтоков. Наличие на реле КТ выдержки времени $t = 0,5 \dots 1,0$ с позволяет не отстраивать защиту от бросков емкостного тока генератора в переходном процессе, возникающем при замыкании на землю во внешней сети. Чувствительность защиты при этом повышается.

Менее чувствительный комплект отстраивают от бросков емкостного тока в переходном процессе при внешнем КЗ с учетом наибольшего расчетного тока небаланса трансформатора нулевой последовательности. За расчетный вид повреждения принимают одновременное однофазное замыкание на землю в одной точке внешней сети и двухфазное КЗ в другой точке внешней сети. При этом

$$I_{сз} = K'_{отс} I_{сг} + K''_{отс} I_{нб. max},$$

где $I_{нб. max}$ – максимальный ток небаланса при внешних КЗ.

Практически принимают $I_{сз} \approx 100$ А.

Следует отметить, что защита генератора от замыканий на землю имеет мертвую зону вблизи нейтрали генератора. Это объясняется тем, что ток замыкания пропорционален доле замкнувшихся витков.

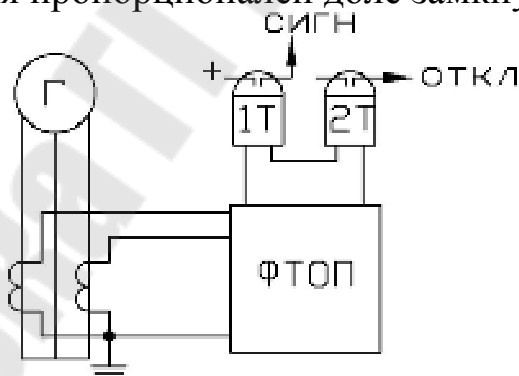


Рис. 25.8. Защита от перегрузки токами обратной последовательности

Защита от перегрузки токами обратной последовательности выполняется с помощью фильтра токов обратной последовательности (рис. 24.8).

Защита выполняется двухступенчатой:

- при малом токе обратной последовательности действует на сигнал
- при большом токе – на отключение

25.9. Автоматическая синхронизация генераторов

Генераторы включаются на параллельную работу с электрической сетью методом точной синхронизации или методом самосинхронизации. В первом случае необходимо выполнить условия:

$$|U_r| \approx |U_c|;$$

$$\omega_r \approx \omega_c$$

и при замыкании контактов выключателя

$$\omega_r t - \omega_c t = \delta \approx 0.$$

При включении генератора методом точной синхронизации дежурный персонал подгоняет напряжение и частоту генератора к напряжению и частоте сети (системы), далее по синхроноскопу определяет условие синфазности напряжений генератора и сети (с учетом собственного времени включения выключателя) и включает выключатель генератора. При точном выполнении указанных условий синхронизации включение генератора в сеть происходит без толчка тока. Во избежание недопустимого включения генератора с разностью фаз или значении напряжений генератора и сети предусматривается устройство блокировки от несинхронного включения. Устройство состоит из реле напряжения, размыкающего свои контакты в цепи включения выключателя при несоблюдении (с допустимыми отклонениями) условий синхронизации. Включение генератора в сеть методом точной синхронизации допускается, если напряжение генератора отличается от напряжения сети по фазе не более чем на 15° (эл. угол), по модулю – не более чем на 20 %, а по частоте – не более чем на 0,1 %, или 0,05 Гц.

При автоматической точной синхронизации устройства автоматики доводят напряжение и частоту генератора до их значения в сети, улавливают момент синфазности напряжений и включают генератор в сеть.

Способ самосинхронизации генератора заключается во включении его в сеть без возбуждения (с отключенным автоматом гашения поля) при подсинхронной частоте вращения ротора с последующей подачей возбуждения; в момент включения генератора в сеть на выводах системы возбуждения должно быть напряжение, соответствующее возбуждению холостого хода генератора. Устройство автоматики воздействует на турбину, доводит частоту вращения агрегата до подсинхронной (разность частот генератора и сети не должна превы-

шать 1 Гц, или 2 %), затем включает невозбужденный генератор в сеть и подает на него возбуждение. Возникающий в первый момент включения асинхронный момент подтягивает частоту вращения генератора к подсинхронной, а появляющийся при подаче возбуждения синхронный момент обеспечивает втягивание генератора в синхронизм. В первый момент включения генератора в сеть по методу самосинхронизации наблюдается значительный бросок тока статора и резкое изменение момента на валу агрегата.

Включение генератора в сеть методом самосинхронизации требует меньше времени, чем включение методом точной синхронизации. Поэтому метод самосинхронизации рекомендуется применять при ликвидации аварий в энергосистеме, а метод точной синхронизации в нормальных условиях работы

25.10. Автоматическое регулирование возбуждения (АРВ)

АРВ осуществляется с целью поддержания напряжения на выводах генератора или у потребителей. Кроме того, АРВ повышает устойчивость параллельной работы генераторов, облегчает самозапуск двигателей и увеличивает четкость работы РЗ за счет уменьшения затухания токов КЗ.

Сущность АРВ состоит в том, что автоматический регулятор воспринимает изменение напряжения или тока и преобразует их в изменение тока возбуждения генератора.

Устройства АРВ, реагирующие на знак и величину отклонения входных параметров, называются регуляторами пропорционального действия.

Регуляторы сильного действия реагируют не только на величину, но и на скорость изменения этих параметров. Такие регуляторы более эффективны, но сложнее.

АРВ пропорционального действия в зависимости от характера их входных и выходных сигналов можно разделить на несколько видов:

- компаундирование полным током (входной сигнал – ток)
- компаундирование полным током с коррекцией напряжения (входной сигнал – ток и напряжение)
- фазовое компаундирование с коррекцией напряжения (входной сигнал – ток и напряжение)
- релейная форсировка (входной сигнал – напряжение)

Контрольные вопросы

1. Перечислите основные виды повреждений и ненормальных режимов работы генераторов.
2. Защита низковольтных генераторов.
3. Защита от замыканий в обмотках статора.
4. Защита высоковольтных генераторов мощностью до 1 МВт.
5. Защита высоковольтных генераторов мощностью более 1 МВт.
6. Продольная дифференциальная защита.
7. Защита от замыкания между витками одной фазы.
8. Защита от сверхтоков внешних КЗ и от перегрузки.
9. Автоматическая синхронизация генераторов.
10. Автоматическое регулирование возбуждения (АРВ).

ЛИТЕРАТУРА

1. Правила устройства электроустановок. – 6-е изд. – Москва : Энергоатомиздат, 1999. – 640 с.
2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. – Москва : Энергия, 1977. – 640 с.
3. Чернобровов, Н. В. Релейная защита энергетических систем / Н. В. Чернобровов, В. А. Семенов. – Москва : Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.
4. Андреев, В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения / В. А. Андреев. – Москва : Высш. шк., 1991. – 496 с.
5. Александров, А. М. Обзор руководящих материалов по релейной защите РАО «ЕЭС России» за 1990–1999 г. : учеб. пособие / А. М. Александров. – Санкт-Петербург, 2000. – 52 с.
6. Басс, Э. И. Релейная защита электроэнергетических систем : учеб. пособие / Э. И. Басс, В. Г. Дорогунцев. – Москва : МЭИ, 2006. – 296 с.
7. Шабад, М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей / М. А. Шабад. – Ленинград : Энергоатомиздат, 1985. – 296 с. – 296 с.
8. Корогодский, В. И. Релейная защита электродвигателей напряжением выше 1 кВ / В. И. Корогодский. – Москва : Энергоатомиздат, 1987. – 191 с.
9. Алексеев, В. С. Реле защиты / В. С. Алексеев. – Москва : Энергия, 1976.
10. Федосеев, А. Н. Релейная защита электрических систем / А. Н. Федосеев. – Москва : Энергия, 1976. – 560 с.
11. Авербух, А. И. Релейная защита в задачах с решениями и примерами / А. И. Авербух. – Москва : Энергия, 1975. – 416 с.
12. Способ автоматического включения резервного питания потребителей, содержащих синхронные двигатели : пат. 2471 ВУ МПК Н 02J 9/06 / В. В. Курганов. – Оpubл. офиц. бюл. Респ. Беларусь. – 1999. – № 4. – 3 с.
13. Шмурьев, В. Я. Цифровые реле / В. Я. Шмурьев. – Санкт-Петербург : ПЭИпк, 2002.
14. Романюк, Ф. А. Информационное обеспечение микропроцессорных защит электроустановок / Ф. А. Романюк. – Минск : УП «Технопринт», 2001.

СОДЕРЖАНИЕ

| | | |
|-----|---|-----|
| 1. | Введение | 3 |
| | Лекция № 1 | 3 |
| 2. | Основные требования, предъявляемые к релейной защите . | 16 |
| | Лекция № 2 | 16 |
| 3. | Трансформаторы тока и напряжения в схемах РЗ | 26 |
| | Лекция № 3 | 26 |
| 4. | Источники оперативного тока | 42 |
| | Лекция № 4 | 42 |
| 5. | Схемы вторичных соединений, цепи управления и сигнали- зации высоковольтных выключателей | 55 |
| | Лекция № 5 | 55 |
| 6. | Микропроцессорные (цифровые) устройства РЗА | 73 |
| | Лекция № 6 | 73 |
| 7. | Защита линий напряжением 6...35 кВ | 86 |
| | Лекция № 7. Токовые защиты | 86 |
| | Лекция № 8. Токовая отсечка | 103 |
| | Лекция № 9. Максимальная токовая направленная защита линий | 114 |
| | Лекция № 10. Защита от замыканий на землю в сетях на- пряжением 6...35 кВ | 124 |
| | Лекция № 11. Дуговая защита. Логическая защита шин (ЛЗШ). Поперечная дифференциальная защита параллель- ных линий | 137 |
| 8. | Защита линий напряжением 110-220 кВ | 153 |
| | Лекция № 12. Защита линий напряжением 110-220 кВ | 153 |
| | Лекция № 13 | 167 |
| 9. | Защита трансформаторов и автотрансформаторов | 180 |
| | Лекция № 14 | 180 |
| | Лекция № 15. Защита трансформаторов от сверхтоков при внешних КЗ | 202 |
| | Лекция № 16. Резервирование защит трансформатора. Ав- томатика трансформаторов | 217 |
| 10. | Защита электродвигателей | 235 |
| | Лекция № 17 | 235 |
| | Лекция № 18 | 248 |
| 11. | Защита конденсаторных установок и сборных шин | 266 |
| | Лекция № 19 | 266 |
| 12. | Автоматика электрических сетей | 282 |

| | |
|---|-----|
| Лекция № 20. Автоматическое повторное включение | 282 |
| Лекция № 21. Автоматический ввод резерва (АВР) | 300 |
| Лекция № 22. Автоматическая частотная разгрузка (АЧР) . | 318 |
| 13. Защита электрических сетей напряжением до 1кВ | 334 |
| Лекция № 23 | 334 |
| Лекция № 24 | 356 |
| 14. Защита и автоматика синхронных генераторов | 366 |
| Лекция 25 | 366 |
| Литература | 387 |

Евминов Леонид Иванович

**РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА
СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**

**Курс лекций
для студентов специальности
1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)»
дневной и заочной форм обучения**

Подписано к размещению в электронную библиотеку
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного
учебно-методического документа 03.06.11.

Рег. № 64Е.

E-mail: ic@gstu.by

<http://www.gstu.by>