

**Горная
книга**

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ ИЗДАТЕЛЬСТВА «ГОРНАЯ КНИГА»

Председатель
Л.А. ПУЧКОВ

чл.-корр. РАН

Зам. председателя
Л.Х. ГИТИС

директор
Издательства
«Горная книга»

Члены редсовета
А.А. БАРЯХ

директор ГИ УрО РАН

А.П. ДМИТРИЕВ

академик РАЕН

В.Н. ЗАХАРОВ

директор ИПКОН РАН

Д.Р. КАПЛУНОВ

чл.-корр. РАН

Б.А. КАРТОЗИЯ

академик РАЕН

А.В. КОРЧАК

академик МАН ВШ

М.В. КУРЛЕНЯ

академик РАН

В.Н. ОПАРИН

чл.-корр. РАН

В.Л. ПЕТРОВ

академик МАН ВШ

И.Ю. РАССКАЗОВ

директор ИГД ДВО РАН

К.Н. ТРУБЕЦКОЙ

академик РАН

В.А. ЧАНТУРИЯ

академик РАН

В.Л. ШКУРАТНИК

зав. кафедрой МГТУ

Л.А. Плащанский

**ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ
ГОРНОГО
ПРОИЗВОДСТВА**

**РАЗДЕЛ
«РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА»**

*Допущено Учебно-методическим объединением
вузов Российской Федерации по образованию
в области горного дела в качестве учебного
пособия для студентов вузов, обучающихся
по специальности «Электрификация
и автоматизация горного производства»*



МОСКВА

◆ ИЗДАТЕЛЬСТВО «ГОРНАЯ КНИГА»

◆ 2013

УДК 621.31:622.3.012
ББК 32.211
ПЗ7

Книга соответствует «Гигиеническим требованиям к изданиям книжным для взрослых» СанПиН 1.2.1253—03, утвержденным Главным государственным санитарным врачом России 30 марта 2003 г. (ОСТ 29.124—94). Санитарно-эпидемиологическое заключение Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека № 77.99.60.953.Д.014367.12.12

Рецензенты:

- канд. техн. наук, проф. *А.Д. Яризов* (кафедра «Теоретическая электротехника и электрификация нефтяной и газовой промышленности» Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина);
- д-р техн. наук, проф. *А.Т. Ерыгин* (ведущий научный сотрудник Института проблем комплексного освоения недр РАН)

Плащанский Л.А.

ПЗ7 Электроснабжение горного производства. Релейная защита: Учебное пособие. — М.: Издательство «Горная книга», 2013. — 299 с.: ил.

ISBN 978-5-98672-332-7 (в пер.)

Изложены вопросы, связанные с защитой электроустановок и линий, использующих различные средства, включая микропроцессорные модули SEPAM. Рассмотрены варианты согласования терминов SEPAM с различными типами реле. Представлены требования, предъявляемые к релейной защите, элементам защиты, источникам оперативного тока. Рассмотрены функции защиты от внешних коротких замыканий в электроустановках напряжением выше 1 кВ, защиты силовых трансформаторов, синхронных и асинхронных электродвигателей, КРУ, ТПА, шинных конструкций, воздушных и кабельных линий. Приведены методики расчета уставок защит и проверки правильности выбора уставок защиты.

Для студентов вузов, обучающихся по специализации «Электрификация и автоматизация горного производства» направления подготовки «Горное дело», а также магистров, аспирантов и специалистов, занимающихся вопросами релейной защиты.

ISBN 978-5-98672-332-7

УДК 621.31:622.3.012
ББК 32.211



9 785986 723327

© Л.А. Плащанский, 2013
© Издательство «Горная книга», 2013
© Дизайн книги.
Издательство «Горная книга», 2013

ПРЕДИСЛОВИЕ

Со времени выхода в свет предыдущего издания (2005 г.) в области релейной защиты появились определенные изменения. На электротехническом рынке устойчивое положение заняли микропроцессорные устройства, которые широко стали применяться для защиты генераторов, трансформаторов, электрических сетей различного назначения. Это вызывает определенные трудности при проектировании и эксплуатации новых устройств из-за недостаточной информированности будущих специалистов в этой области.

Поэтому настоящее пособие стремится рассмотреть те общие принципы построения отдельных элементов и схем релейной защиты, которые не зависят от элементной базы и являются общими, и в то же время представить новую элементную базу, схемные решения и их характеристики, позволившие значительно уменьшить габариты и повысить надежность. Новые решения представлены разработками известной электротехнической фирмы Schneider Electric серии SEPAM.

Пособие переработано, введены новые главы с анализом и схемными решениями представленной серии SEPAM. Технические решения, использованные при разработке серии SEPAM 1000+, позволили создать фактически новые универсальные устройства широкого спектра применения в сетях напряжением 6–35 кВ, обладающие всеми стандартными функциями микропроцессорных устройств. Они построены по модульному принципу и позволяют программное формирование защит.

На практике используются многофункциональные программируемые устройства различного назначения SEPAM 20, SEPAM 40 и SEPAM 80.

SEPAM серии 20 представляет собой терминал для простых защит одного присоединения на основе измерения токов и напряжений: защита воздушных линий со встроенным АПВ; защита вводов и фидеров подстанций от междуфазных КЗ

и замыканий на землю, защита электродвигателей, трансформаторов и шин.

SEPAM серии 40 обеспечивают выполнение направленных защит. Используется серия в кольцевых схемах питания или в сетях с вводами, работающих параллельно; для защиты от замыканий на землю в сетях с глухозаземленной нейтралью, резистивнозаземленной нейтралью и изолированной. Эта серия снабжена логическим редактором, позволяющим реализовывать различные функции автоматики.

Для защиты любого электрооборудования в сетях напряжением 6–35 кВ и силовых трансформаторов на напряжение 110 (220) кВ рекомендуется серия 80. Серия снабжена всеми видами защит, имеет большое число входов и выходов, расширенный редактор логических уравнений, что позволяет применять ее в устройствах сложной системной автоматики.

Все замечания и предложения по учебному пособию автор примет с признательностью.

Глава 1

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЕ

В процессе эксплуатации электрических сетей и электроустановок возникают повреждения и аномальные режимы работы, приводящие к резкому увеличению тока и понижению напряжения в элементах системы электроснабжения. Особенно опасны короткие замыкания (КЗ).

Короткое замыкание может быть внутренним, если происходит в защищаемом электрооборудовании, или внешним, если происходит в сети. КЗ может быть самозатухающим, когда время жизни его мало и защита не включается; переходящим, устраняемое защитой после отключения с последующей установкой защиты в рабочий режим; неустраняемым после отключения защитой.

Различают следующие виды КЗ: трехфазные, при котором токи КЗ достигают наибольшей силы; двухфазные; двухфазные на землю и однофазные КЗ на землю, наиболее часто встречающиеся на горных предприятиях (рис. 1.1).

При КЗ возникают резкие провалы напряжения, оборудование испытывает резкие электродинамические усилия, способные вызвать разрыв цепи; перегрев, приводящий к разрушению изоляции и расплаву проводов.

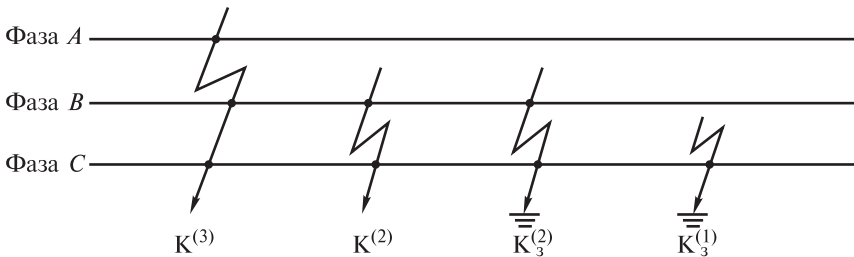


Рис. 1.1. Виды коротких замыканий

В большинстве случаев при КЗ возникает электрическая дуга с высокой температурой, приводящей к разрушению электрических аппаратов, изоляторов и токоведущих частей. Так как при КЗ к месту повреждения притекают большие токи, то возможен перегрев неповрежденных токоведущих частей, что вызывает развитие аварии.

При нормальной работе и симметричном режиме расчет токов КЗ сводится к расчету однофазной эквивалентной схемы, для которой характерно напряжение, ток и сопротивление короткозамкнутой цепи. При возникновении несимметрии в работе или топологии сети это сопротивление уже не характеризует электрическое соотношение в проводниках. В этом случае используют метод разложения на симметричные составляющие, который позволяет фактическую систему представить в виде трех независимых однофазных цепей, т.е. цепи прямой последовательности (d), обратной (i) и нулевой (o).

Для каждой системы напряжения U_d , U_i и U_o и токи I_d , I_i и I_o связаны через полные сопротивления Z_d , Z_i и Z_o . Разложение трехфазной сети можно представить в виде:

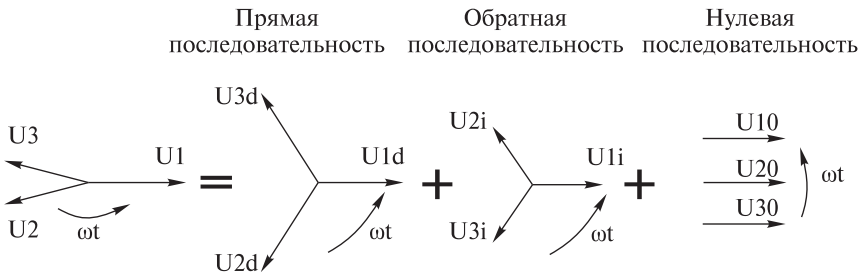


Рис. 1.2. Разложение трехфазной системы на симметричные составляющие

Таким образом значения напряжений можно определить по формулам:

$$\begin{aligned}
 \dot{U}_A &= \dot{U}_d + \dot{U}_i + \dot{U}_o; & \dot{U}_d &= 1/3(\dot{U}_1 + a\dot{U}_2 + a^2\dot{U}_3); \\
 \dot{U}_B &= a^2\dot{U}_d + a\dot{U}_i + \dot{U}_o; & \dot{U}_i &= 1/3(\dot{U}_1 + a^2\dot{U}_2 + a\dot{U}_3); \\
 \dot{U}_C &= a\dot{U}_d + a^2\dot{U}_i + \dot{U}_o; & \dot{U}_o &= 1/3(\dot{U}_1 + \dot{U}_2 + \dot{U}_3).
 \end{aligned}
 \tag{1.1}$$

Для сетей значения полного сопротивления прямой, обратной, нулевой последовательности и какого-либо элемента сети могут быть представлены значениями полного сопротивления этого элемента, работающего в сети напряжения, соответственно, трехфазной системы прямой последовательности, трехфазной системы обратной последовательности и системы «фаза–земля» по трем параллельным фазам. В трансформаторах при замыкании на землю возникает составляющая нулевой последовательности, создающая поле нулевой последовательности внутри бака трансформатора. В электродвигателях составляющая прямой последовательности создает вращающееся поле полезной работы, в то время как составляющая обратной последовательности порождает тормозящее вращающееся поле.

Для обеспечения надежного электроснабжения, предотвращения разрушения оборудования электроустановок и сохранения устойчивой работы элементов системы необходимы возможно быстрое отключение поврежденного участка или элемента, а также ликвидация опасного аномального режима. В основном для этих целей используют специальные автоматические устройства в виде релейной защиты, отключающей выключатели.

При отключении выключателей электрическая дуга в месте повреждения гаснет, прохождение тока КЗ прекращается и восстанавливается напряжение на неповрежденной части сети.

При нарушении нормального режима работы иногда нет необходимости в отключении электрооборудования, а достаточно дать предупредительный сигнал обслуживающему персоналу на подстанции; при его отсутствии — оборудование автоматически отключается, но обязательно с выдержкой времени.

Одним из основных видов аномальных режимов являются перегрузки, представляющие серьезную опасность для изоляции электродвигателей, трансформаторов и генераторов. Защита от перегрузок осуществляется с выдержкой времени большей, чем у защит от КЗ. Защита от перегрузок в сетях не предусматривается, так как в правильно спроектированной сети перегрузки маловероятны. Для некоторых видов электрооборудования характерны специфические повреждения и аномальные режимы, а именно недопустимое снижение напряжения при самозапуске

электродвигателей; витковые замыкания у трансформаторов и понижение уровня масла в кожухе; витковые замыкания и повышение напряжения в обмотке статора, замыкания в цепи возбуждения генераторов; однофазные замыкания.

Таким образом, релейной защитой (РЗ) называют защиту электрических установок от возможных повреждений и аномальных режимов работы, осуществляемую посредством автоматических устройств (контактных, бесконтактных). Основным назначением РЗ являются выявление места повреждения и быстрое автоматическое отключение выключателем поврежденного участка или оборудования, а также обнаружение нарушения нормального режима работы с последующей подачей предупредительного сигнала обслуживающему персоналу или отключением оборудования с выдержкой времени.

Для предупреждения каждого из перечисленных повреждений необходим свой вид релейной защиты, в соответствии с чем, для отдельных элементов электроустановок рекомендуются следующие наборы защит:

1) для генераторов — от внешних КЗ, перегрузок, многофазных замыканий, однофазных замыканий на землю, замыканий между витками одной фазы в обмотке статора, замыканий на корпус в цепи возбуждения и повышения напряжения в обмотке статора;

2) для силовых трансформаторов — от внешних КЗ, перегрузок, многофазных замыканий, однофазных замыканий на землю, витковых замыканий в обмотках, понижения уровня масла в кожухе трансформатора;

3) для воздушных и кабельных линий — от многофазных замыканий, однофазных замыканий на землю и внешних КЗ;

4) для синхронных и асинхронных электродвигателей — от многофазных замыканий, однофазных замыканий на землю, перегрузок, снижения напряжения и асинхронного режима для СД;

5) для конденсаторных установок — от КЗ, повышения напряжения и перегрузок токами высших гармоник при наличии в сети вентильных преобразовательных и выпрямительных установок.

Для защиты ряда электроустановок вместо автоматических выключателей и РЗ следует применять предохранители или открытые плавкие вставки. Если они выбраны с требуемыми параметрами, то обеспечивают селективность и чувствительность и не препятствуют применению автоматики.

Для изображения на чертежах схем РЗ применяются специальные условные обозначения электрических машин, трансформаторов, электрических аппаратов, приборов, реле, контактов и т.д. в соответствии с Государственными стандартами, входящими в седьмую классификационную группу ЕСКД [2].

Предохранители и устройства РЗ от многофазных замыканий являются основными средствами защиты, однако, в случае выхода их из строя в качестве резервной для сетей, трансформаторов и генераторов предусматривается защита от внешних коротких замыканий. Такая защита осуществляет отключение только с определенной выдержкой времени, так как предназначена для работы только при отказе основной защиты.

В устройствах РЗ рекомендуется, по соображениям снижения стоимости электроустановок, применять реле прямого действия в отличие от схем, где используются реле косвенного действия.

Наиболее распространены следующие виды схем релейной защиты: принципиальные совмещенные, принципиальные развернутые, монтажные и структурные.

Принципиальные совмещенные схемы наиболее наглядно показывают связь между реле и другими аппаратами и последовательность их действия, однако для сложных схем РЗ и автоматики удобнее принципиальные развернутые схемы, выполненные по отдельным цепям: тока, напряжения, оперативного тока, сигнализации и т.д. В этих схемах реле могут изображаться в одной части схемы, а их контакты — в другой.

Монтажные схемы представляют собой рабочие чертежи, по которым производится монтаж панелей РЗ, автоматики, сигнализации. Схемы, отражающие все фактические соединения, выполненные при монтаже и наладке, называются исполнительными.

Для изображения общей структуры устройств РЗ без выделения отдельных реле и других аппаратов используются структурные схемы, на которых надписями указываются назначения отдельных блоков, узлов, органов.

При проектировании РЗ и автоматики должны учитываться: схемы первичных соединений сетей и подстанций, необходимый уровень надежности электроснабжения электроприемников; их режимы работы, включая переходные; технические требования, предъявляемые к защите электрооборудования, технические требования энергосистемы; возможные виды повреждений и аномальных режимов работы. Как правило используются устройства, выполненные электромеханическими или полупроводниковыми реле, а также комплектные устройства РЗ и автоматики с измерительными и функциональными органами на интегральных микросхемах.

В настоящее время на электротехнический рынок России широко поставляется электрооборудование известной фирмы Schneider Electric. Это оборудование включает и микропроцессорные (цифровые) устройства серии SEPAM.

Широкое распространение получила серия микропроцессорных защит SEPAM 1000+. Технические решения, принятые при разработке этой серии, позволили создать универсальные устройства для сетей напряжением 6–35 кВ. Они имеют модульную конструкцию, обеспечивают программное формирование защит и обладают стандартными функциями микропроцессорных защит: измерением, релейной защитой, самодиагностикой, диагностикой работы коммутационного аппарата и сети, системной автоматикой, позволяют осуществлять осциллографирование и выход на АСУ по соответствующему интерфейсу. Это позволяет применять в системах РЗ и автоматики многофункциональные программируемые устройства. Различают три серии электронных аппаратов SEPAM: серия 20, серия 40 и серия 80.

SEPAM серия 20 используется в относительно простых защитах одного присоединения, основанных на измерении напряжений и токов (защита ВЛ со встроенным АПВ, защита трансформаторов малой мощности напряжением 6–10 кВ от

перегрузок, защита фидеров подстанций от КЗ и замыканий на землю, защита электродвигателей от внутренних повреждений, контроль режима пуска, включая защиту от перегрузок).

SEPM серии 40 позволяют одновременно измерять напряжение и ток, поэтому обеспечивают реализацию токовых направленных защит. Эта серия используется в кольцевых сетях и на параллельных вводах, для защиты от замыканий на землю в сетях с глухозамкнутой нейтралью, изолированной нейтралью и в сетях с заземлением нейтрали через резистор. Эта серия имеет редактор логических уравнений, который позволяет реализовать различные функции автоматики.

Серия 80 используется для защиты любого электротехнического оборудования в сетях напряжением 6–35 кВ и трансформаторов напряжением 110(220) кВ. Устройства этой серии включают все необходимые защиты, имеют большое количество дискретных входов и выходов реле, а также расширенный редактор логических уравнений, что позволяет использовать такие терминалы в устройствах сложной системной автоматики. Очень важно, что такие терминалы позволяют строить токовременные характеристики. Используются они для защиты силовых трансформаторов напряжением 35–220 кВ, мощных асинхронных и синхронных электродвигателей, трансформаторных вводов 6–10 кВ, а также генераторов.

При применении устройств РЗ функции защит кодируются в соответствии с таблицей кодов стандарта ANSI C37.2 (American National Standards Institute — Американский национальный институт стандартов) (табл. 1.1).

Серия SEPM 2000 обладает более высокими характеристиками и используется в тех случаях, когда к защите электрооборудования предъявляются строгие требования. Благодаря встроенному программируемому контроллеру и интерфейсу связи с централизованной системой управления или с системой диспетчеризации эта система располагает широкими возможностями управления и контроля.

Каждый модуль поставляется со стандартной программой управления и сигнализации, что дает возможность использовать ее без дополнительного проектирования и программирования.

**Основные стандарты ANSI C37.2 функций устройств РЗ,
реализованных в терминалах SEPAM**

Код ANSI	Наименование функции защиты	Назначение защиты
9	Устройство реверса	Элемент, используемый для изменения полярности возбуждения электрической машины или выполняющий функцию реверса
12	Защита от максимальной частоты вращения электрических машин	Определение повышенной частоты вращения машин
15	Электронный потенциометр	Переводит измеряемую физическую величину (например, частоту вращения дизеля-генератора) в токовый сигнал 0–20 мА
18	Устройства разгона/торможения	Устройство, инициирующее включение цепей, обеспечивающих увеличение/снижение скорости агрегата
14	Защита от минимальной частоты вращения электрических машин	Определение пониженной частоты вращения машин
21	Дистанционная защита	Измерение полного сопротивления
21B	Защита полного минимального сопротивления	Резервная защита генератора от междофазных КЗ
21G	Трехфазная защита минимального сопротивления	Трехфазная защита минимального сопротивления
23	Устройство контроля температуры	Действует на увеличение или снижение температуры машины, аппарата или среды, если температура последних снижается или поднимается ниже установленных пределов
24	Защита от перевозбуждения	Контроль перенасыщения
25	Контроль синхронизма	Контроль синхронизма/контроль напряжения (разрешенного соединения двух частей электрической сети)
26	Термореле	Тепловая защита от перегрузок
27	Защита минимального напряжения	Защита от снижения напряжения
27D	Защита минимального напряжения прямой последовательности	Защита двигателей от понижения или несимметричного напряжения питания

Код ANSI	Наименование функции защиты	Назначение защиты
27R	Защита минимального напряжения, однофазная	Контроль исчезновения напряжения, поддерживаемого вращающимися машинами после отключения питания
27TN	Защита минимального напряжения нулевой последовательности 3-й гармоники	Обнаружение замыкания на землю в изоляции статорных обмоток электрических машин при резисторном заземлении нейтрали)
30	Сигнальное реле	Устройство, не имеющее функцию автоматической переустановки (сброса), подающее серию отдельных визуальных сигналов о срабатывании устройств защиты; может быть использовано для выполнения функций блокировки
32P	Максимальная защита активной мощности, направленная	Защита с контролем максимального значения активной мощности
32Q	Максимальная защита реактивной мощности, направленная	Защита с контролем максимального значения реактивной мощности
36	Устройство контроля полярности напряжения	Устройство, срабатывающее или разрешающее включение другого устройства при определенной полярности напряжения или контролирующее наличие заданного напряжения смещения
37	Минимальная токовая защита в фазах	Трехфазная защита от снижения тока нагрузки
37P	Минимальная защита активной мощности, направленная	Защита с контролем минимального значения активной мощности
37Q	Минимальная защита реактивной мощности, направленная	Защита с контролем минимального значения реактивной мощности
38	Контроль температуры (осевых) подшипников	Защита от перегрева подшипников электрических машин
40	Защита от асинхронного режима с потерей возбуждения	Защита синхронных машин от асинхронного режима или потери возбуждения
46	Максимальная токовая защита обратной последовательности	Защита от небаланса фазных токов или обрыва фаз

Код ANSI	Наименование функции защиты	Назначение защиты
46R	Максимальная токовая защита обратной последовательности от обратного чередования фаз	Максимальная токовая защита от обратного чередования фаз
47	Защита максимального напряжения обратной последовательности	Защита по напряжению обратной последовательности для обнаружения обратного направления вращения вращающейся машины
50	Контроль мгновенного нарастания тока	Защита фиксирует скорость нарастания тока при междуфазных КЗ
50G/N	Контроль мгновенного нарастания тока при замыканиях на землю	Защита фиксирует скорость нарастания тока при 033
50 BF	Контроль неисправности выключателя	Защита контролирует исправность выключателя (УРОВ)
48; 51LR	Защита от затянутого пуска и блокировки ротора электрической машины	Защита двигателей при запуске с перегрузкой или при недостаточном напряжении и защита от блокировки ротора, вызванная нагрузкой
51NC	Защита от тока небаланса	Защита от тока небаланса батареи конденсаторов
49	Тепловая защита	Защита от перегрузок, «псевдотепловая» защита
49F	Трехфазная защита кабелей от тепловой перегрузки	Трехфазная защита кабелей от тепловой перегрузки, «псевдотепловая» защита
49M/49G/ 49T	Трехфазная защита двигателя, генератора и трансформатора от перегрузки	Трехфазная защита двигателя, генератора и трансформатора, «псевдотепловая» защита
50	Максимальная токовая защита в фазах, мгновенная	Трехфазная защита от междуфазных КЗ
50/51B	Максимальная токовая защита в фазах, мгновенная	Быстродействующая трехфазная защита от междуфазных КЗ (первая ступень)
50BF	Защита от отказов выключателя (УРОВ)	Резервная защита в случае отказа выключателя после команды «отключение»
50N или 50G	Максимальная токовая защита от замыкания на землю, мгновенная	Защита от замыканий на землю: 50N: вычисление или измерение тока нулевой с помощью трех трансформаторов тока;

Код ANSI	Наименование функции защиты	Назначение защиты
		50G: прямое измерение тока нулевой последовательности с помощью трансформатора
50V	Максимальна токовая защита в фазах с коррекцией по напряжению, мгновенная	Трехфазная защита от междуфазных КЗ с токовой уставкой, корректируемой по напряжению
50/27	Защита генератора от ошибочного включения в сеть	Защита от ошибочного включения генератора в сеть
51	Максимальная токовая защита в фазах, с выдержкой времени	Трехфазная защита от перегрузок и междуфазных КЗ
51N или 51G	Максимальная токовая защита на землю, с выдержкой времени	Защита от замыканий на землю: 51N: вычисление или измерение тока нулевой последовательности с помощью трех трансформаторов тока; 51G: прямое измерение тока нулевой последовательности с помощью одного датчика (трансформатора тока или тора)
51V	Максимальная токовая защита в фазах с коррекцией по напряжению, с выдержкой времени	Трехфазная защита от междуфазных КЗ с корректируемой токовой уставкой по напряжению
59	Защита максимального напряжения	Защита от недопустимого повышения напряжения
59N	Защита максимального напряжения нулевой последовательности	Защита от повреждения изоляции (от однофазных замыканий на землю)
60	(FUSEF) Контроль исправности цепей переменного напряжения	Защита, выполняющая контроль исправности цепей переменного напряжения
63	Контроль давления	Обнаружение внутреннего повреждения трансформатора (газовое реле на основе датчика давления)
64REF	Дифференциальная защита от замыканий на землю	Защита от замыканий на землю трехфазных обмоток, соединенных по схеме «звезда» с заземленной нейтралью
64G	100% защита статора генератора	Обнаружение замыканий на землю изоляции статорных обмоток

Код ANSI	Наименование функции защиты	Назначение защиты
66	Защита ограничения количества пусков электродвигателя	Защита, обеспечивающая контроль количества пусков двигателя
67	Максимальная токовая направленная защита в фазах	Трехфазная защита (от коротких замыканий), действующая в зависимости от направления мощности к месту повреждения
67N/67NC	Максимальная токовая направленная защита от замыканий на землю	Защита от замыканий на землю в зависимости от направления тока повреждения [NC — для сетей с компенсированной нейтралью]
68	Контроль за бросками тока	Обнаружение броска тока намагничивания трансформатора или пускового тока электродвигателя
78	Контроль синхронной работы синхронных машин	Реле, срабатывающее при заданном значении угла между напряжениями двух систем или током и напряжением
78PS	Потеря синхронизма (pole-slip)	Защита синхронных машин от потери синхронизма (реле качания мощности)
79	Автоматическое повторное включение (АПВ)	Автоматическое повторное включение выключателя после отключения при неустойчивом повреждении в линии
81H	Защита максимальной частоты	Защита от недопустимого повышения частоты
81L	Защита минимальной повышения	Защита от недопустимого снижения частоты
81R	Защита по производной от частоты	Защита действует в случае быстрого разъединения двух частей электрической сети
81 U/81O	Защита от повышения/снижения скорости изменения частоты	Защита от недопустимого повышения/снижения и скорости изменения частот
87 B	Дифференциальная защита сборных шин	Трехфазная защита от внутренних повреждений сборных шин
87G	Дифференциальная защита генератора	Трехфазная защита от внутренних повреждений генераторов переменного тока; трехфазная дифференциальная защита, ступень с торможением, дифференциальная отсечка
87 L	Дифференциальная защита линии	Трехфазная защита от внутренних повреждений линии

Код ANSI	Наименование функции защиты	Назначение защиты
87 M	Дифференциальная защита двигателя	Трехфазная защита от внутренних повреждений двигателя
87N	Продольная дифференциальная защита от замыканий на землю	Высокоимпедансная продольная дифференциальная защита от замыканий на землю
87T	Дифференциальная защита трансформатора	Трехфазная защита от внутренних повреждений трансформатора
94	Реле отключения или реле свободного расцепления	Срабатывание реле приводит к отключению выключателя, контактора, иного аппарата или выдает сигнал на отключение, осуществляемое промежуточным устройством; срабатывание реле блокирует немедленное повторное включение, если есть запрет со стороны автоматики, даже если цепь включения выключателя остается активной

SEPM 2000 может быть интегрирована в систему управления электроснабжением путем набора стандартных модификаций: достаточно по таблице функций выбрать модуль для соответствующего элемента системы электроснабжения: подстанция — сборные шины — трансформатор — электродвигатель — конденсатор, генератор. Структурное построение модуля позволяет заменить амперметр, вольтметр, ваттметр, счетчики активной и реактивной энергии, фазометры и др.

Модуль связи обеспечивает измерение электрических величин, сигнализацию, управление аппаратурой, считывание и изменение регулировок и уставок, диагностику сети, осциллографирование аварийных режимов.

Весьма совершенна дифференциальная защита трансформаторов. Модули SEPM 2000 Д21, Д22, Д31 предназначены для трансформаторов, автотрансформаторов или блока «трансформатор-электродвигатель». Блоки Д21 и Д22 предназначены для защиты двухобмоточных трансформаторов, а Д31 — трехобмоточных. Они осуществляют полную защиту от внутренних неисправностей трансформатора; дифференциальную защиту

от замыканий на землю; обработку информации, поступающей от термостата, газового реле или ТТ в цепи нейтрали; обладают простотой ввода в эксплуатацию благодаря использованию теории нейронных сетей; ограниченное число регулировок; не требуется согласующий трансформатор; позволяют измерять токи во всех обмотках трансформатора и сдвиг фаз, остаточные токи, сквозные токи; запоминание сквозных и дифференциальных токов при неисправности; запись осциллограмм аварийных режимов.

Для обеспечения полной адаптации с требованиями заказчика в SEPAM есть возможность изменения или добавления новых функций управления и сигнализации путем программирования на языке Logiram.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Причины и виды коротких замыканий.
2. Какие защиты предусматриваются для различных элементов СЭС?
3. Какие используются схемы релейной защиты?
4. Что собой представляют модульные устройства защиты серии SEPAM?
5. Как классифицируются функции защиты, реализованных в терминалах SEPAM, по стандарту ANSI?

ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЕ

К релейной защите от повреждений и аномальных режимов работы предъявляют следующие основные требования: 1) селективность; 2) быстрдействие; 3) надежность; 4) чувствительность.

Селективностью или избирательностью защиты называется способность ее отключать при коротких замыканиях только поврежденный участок ближайшими к нему выключателями. Так, при КЗ в т. К1 (рис. 2.1) должна сработать защита только на выключателе QF1 и отключить этот выключатель. При этом остальная неповрежденная часть электроустановки остается в работе. Если же неправильно сработает защита и отключится выключатель QF5, то следствием такого неселективного срабатывания будет отключение неповрежденных электродвигателей.

Таким образом, требование селективности является основным условием для обеспечения надежного питания потребителей.

Для обеспечения надлежащей селективности защиты электрических сетей используют следующие способы:

- временная селективность с выдержкой времени;
- селективность по току;
- логическая селективность;

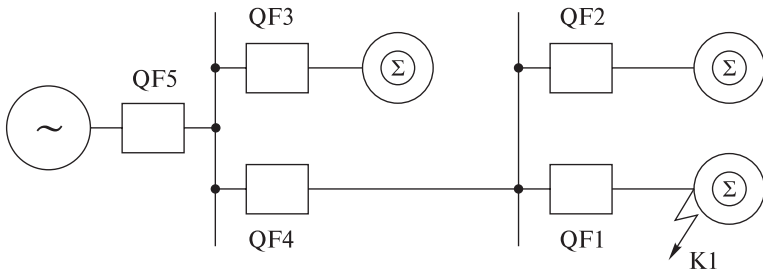


Рис. 2.1. Схема, поясняющая принцип селективности релейной защиты

- селективность с функциями направленной защиты;
- селективность с функциями дифференциальной защиты;
- комбинированная система для обеспечения наилучших общих показателей (технических и экономических) или соответствующего уровня резервирования.

Временная селективность

При временной селективности создаются различные выдержки времени для защит на различных уровнях системы электроснабжения: чем реле ближе к источнику питания, тем больше выдержка времени.

На схеме электроснабжения (рис. 2.2) видно, что межфазное КЗ на уровне Д фиксируется всеми защитами (А, В, С и Д). Однако защита уровня Д срабатывает быстрее, чем защита уровня С и т.д.

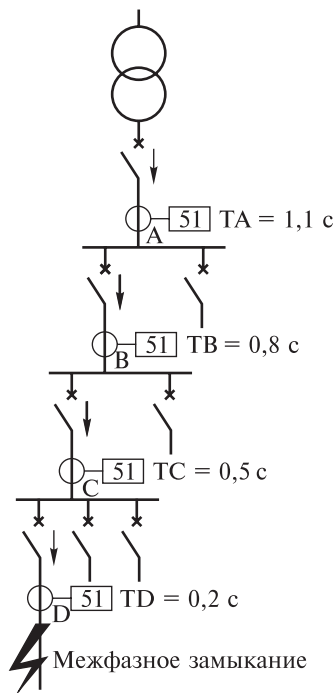


Рис. 2.2. Принцип построения временной селективности

После отключения выключателя Д и устранения тока повреждения не опрашиваемые более защиты С, В и А возвращаются в исходное положение.

Разность времени срабатывания двух последовательных защит называют интервалом селективности, который определяется (рис. 2.3) по формуле:

$$\Delta T \geq T_{\text{выкл}} + t_{\text{ист}} + dT + m, \quad (2.1)$$

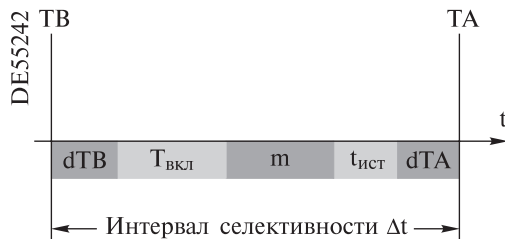


Рис. 2.3. Составляющие интервала селективности

Рис. 2.4. Временная селективность в радиальной сети

где $T_{\text{выкл}}$ — время отключения выключателя со стороны нагрузки; dT — допуск выдержки времени; $t_{\text{ист}}$ — время превышения защиты со стороны источника питания; m — запас безопасности.

Недостатком временной селективности является то, что при наличии большого числа каскадных реле защита, расположенная ближе к источнику питания и имеющая наибольшую выдержку времени, создает «запретительное» время устранения неисправности, не совместимое со стойкостью оборудования к токам КЗ.

Изложенный принцип селективности используется в радиальных сетях (рис. 2.4), в которых выдержка времени срабатывает, если значение тока превышает ток срабатывания реле (порог срабатывания). Различают два варианта в схемах временной селективности в зависимости от характера выдержки времени, когда используется реле с независимой выдержкой времени (рис. 2.5) и с зависимой (рис. 2.6).

Для реле с независимой выдержкой времени необходимо условия:

$$I_{sA} > I_{sB} > I_{sC} \text{ и } T_A > T_B > T_C. \quad (2.2)$$

Интервал селективности ΔT обычно составляет 0,3 с.

Для реле с зависимой выдержкой времени согласованность пороговых уставок обеспечивается, если регулировка порогов

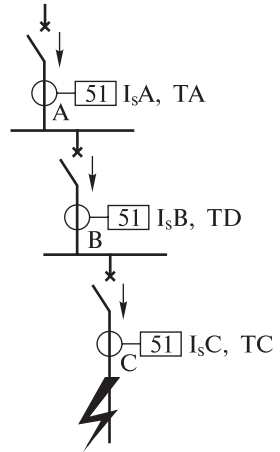
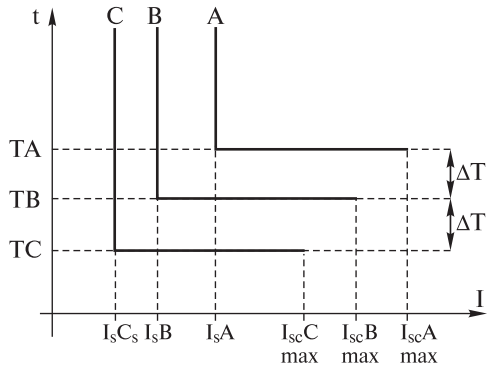


Рис. 2.5. Временная селективность для реле с независимой выдержкой времени



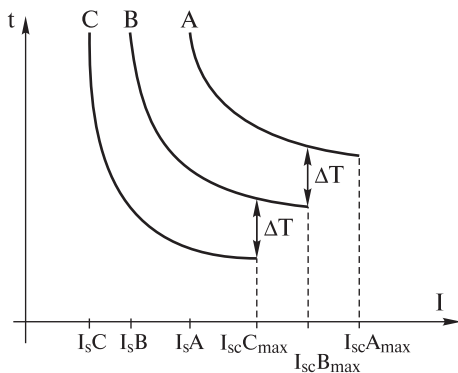


Рис. 2.6. Временная селективность для реле с зависимой выдержкой времени

произведена по установленному (пороговому) току $I_{\text{п}}$ и защит от КЗ:

$$I_{\text{п}}A > I_{\text{п}}B > I_{\text{п}}C, \quad (2.3)$$

$$I_{\text{S}}A = I_{\text{п}}A; \quad I_{\text{S}}B = I_{\text{п}}B;$$

$$I_{\text{S}}C = I_{\text{п}}C,$$

где $I_{\text{S}}A$, $I_{\text{S}}B$, $I_{\text{S}}C$ — ток уставки реле в фазах А, В и С.

Регулировка выдержки времени осуществляется для получения интервала селективности ΔT при максимальном значении тока, который фиксируется защитой со стороны потребителя.

Токовая селективность

Этот тип селективности основан на изменении тока КЗ по мере удаления от источника питания, т.е. чем дальше от источника, тем больше сопротивление короткозамкнутой цепи и меньше ток КЗ.

Токовая защита размещается в начале каждого участка сети, порог срабатывания принимается меньше минимального значения тока КЗ на защищаемом участке и больше максимально возможного тока со стороны потребителя (вне защищаемой зоны).

При таком размещении защиты она срабатывает только при повреждении, произошедшем со стороны потребителя (относительно расположения этой защиты), т.е. внутри защищаемой зоны. Она будет не чувствительной к КЗ вне зоны защиты. Такая защита используется на линиях с трансформаторами (рис. 2.7).

Величина уставки определяется:

$$I_{\text{св}}B_{\text{max}} < I_{\text{S}}A < I_{\text{св}}A_{\text{min}}, \quad (2.4)$$

где $I_{\text{S}}A$ — ток уставки, $I_{\text{св}}B_{\text{max}}$ — ток на первичной обмотке при максимальном токе КЗ на вторичной обмотке ($I_{\text{КЗ}}^{(3)}$); $I_{\text{св}}A_{\text{min}}$ — минимальный ток (пусковой) со стороны потребителя.

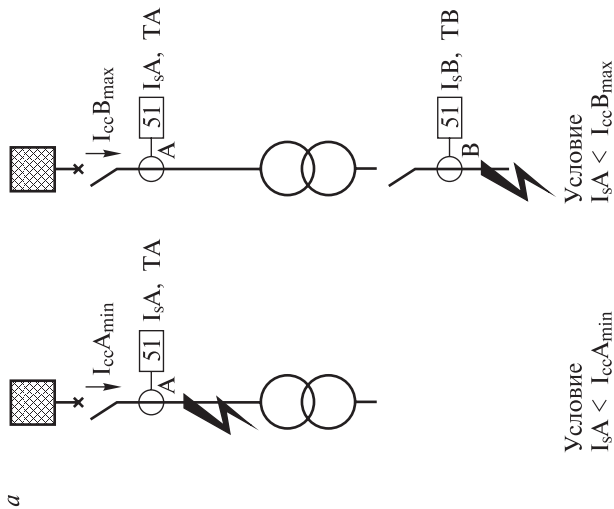
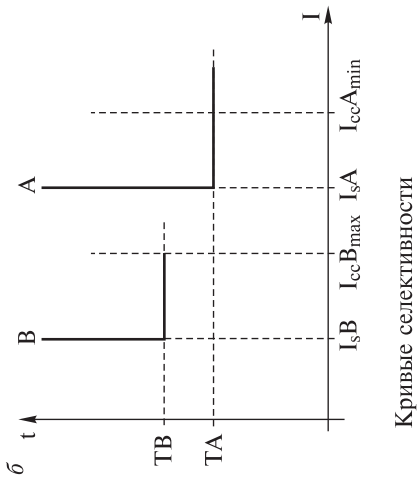


Рис. 2.7. Токовая селективность (а) и кривые селективности (б)

Выдержка времени T_A и T_B — независимая, у T_A — меньше, чем у T_B .

Следует иметь в виду, что защита, расположенная со стороны источника питания (А) обеспечивает только аварийный режим по отношению к защите В со стороны потребителя.

Селективность обеих защит обеспечивается, когда уставка I_s МТЗ регулируется в следующем диапазоне:

$$1,25I_{cc}B_{\max} < I_sA < 0,8I_{cc}A_{\min}. \quad (2.5)$$

Логическая селективность

Эта защита используется тогда, когда требуется быстро устранить неисправность и недостатки временной селективности. Принимается в сетях среднего напряжения при радиальном питании несколькими порогами селективности.

Принцип логической селективности приведен на рис. 2.8. На такой многоуровневой радиальной схеме питания обмен информацией между последовательно расположенными защитами позволяет устранить интервалы селективности и значительно снизить выдержку времени отключения выключателей, расположенных ближе к источнику питания.

Так как в радиальной сети защиты, расположенные со стороны источника питания выше места повреждения, срабатывают, а защиты со стороны потребителя ниже места КЗ не включаются, то достаточно точно можно установить место повреждения и отключающий выключатель.

Каждая защита при повреждении выдает команды:

1) логического ожидания на увеличение собственной выдержки времени реле, расположенного со стороны источника питания; 2) на отключение соответствующего выключателя, если не него не пришла команда логического ожидания (задержки) со стороны ступени потребителя.

Отключение с выдержкой времени предусмотрено как аварийный режим.

Принцип работы (рис. 2.8, б) проявляется: 1) при повреждении ниже места установки трансформатора тока В. Защита по В блокирует защиту по А; 2) защита В производит отключение

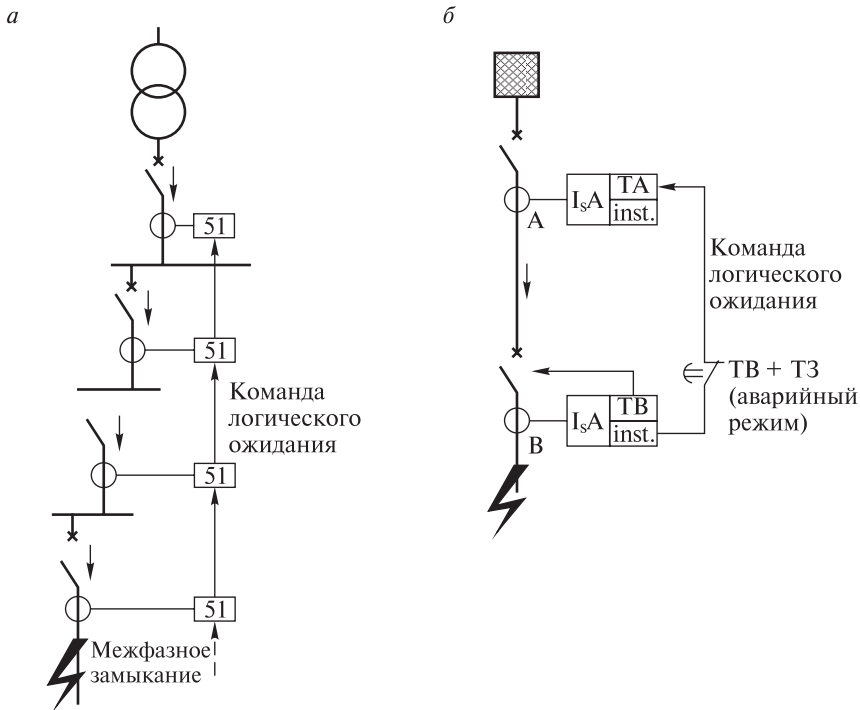


Рис. 2.8. Принцип логической селективности (а) и принцип работы схемы (б)

после ТВ, при условии, что на эту ступень защиты не подана команда ожидания; 3) продолжительность задержки для защиты по А ограничена величиной $ТВ + ТЗ$, где $ТЗ \geq$ времени размыкания и разрыва дуги выключателя В (200 мс); 4) если выключатель В не отключен, защита А выдает команду на отключение по ТВ + ТЗ; 5) если повреждение произошло между А и В, то защита А сработает (ТВ — время срабатывания выключателя; ТЗ — продолжительность задержки).

Такая схема дает возможность обеспечить селективность между защитой со стороны источника питания с малой выдержкой времени и защитой со стороны потребителя с большой выдержкой времени. Такая система обладает аварийным режимом работы. Так как данная схема предполагает передачу логических сигналов между различными ступенями защиты, то для ее реализации требуются дополнительные цепи, т.е. уве-

личивается нагрузка. Однако это устраняется при применении комбинированной защиты, т.е. логической селективности на ближних РП, а временной — на удаленных участках.

Селективность с помощью направленной защиты

На горных предприятиях часто используются замкнутые сети, в которых ток повреждения идет по двум направлениям. Поэтому следует применять защиту, реагирующую на направление тока КЗ, используя принцип логической селективности для устранения повреждения. Эту функцию выполняет направленная токовая защита.

Срабатывание защиты зависит от направления тока (рис. 2.9, *а, б*), т.е. от места КЗ и смещением по фазе тока относительно опорной точки, которая задается вектором напряжения. Таким образом на реле поступают данные о токе и напряжении. Области отключения и не отключения должны рассматриваться только с защищаемой сети (рис. 2.9, *в*).

Пример использования селективности с направленной защитой приведен на рис. 2.9, *г* для параллельных вводов (для замкнутой сети, для защиты от ОЗЗ). При КЗ в точке 1 определяет повреждение только защита Д1. Защита Д2 это повреждение не обнаружит, так как в этой ветви другое направление тока. При возникновении КЗ в точке 2 (за пределами установки защиты) обе защиты не обнаруживают повреждение и выключатели Д1 и Д2 не отключаются. Защита шин должна быть отдельной.

Для нормального функционирования защиты требуется измерительный трансформатор напряжения, чтобы выделить опорную фазу для определения направления тока.

Селективность с помощью дифференциальной защиты (ДЗ)

В основу селективности такого вида защиты положено сравнение токов по концам защищаемого участка сети (рис. 2.10, *а*). Любое расхождение по амплитуде и фазе между токами по кон-

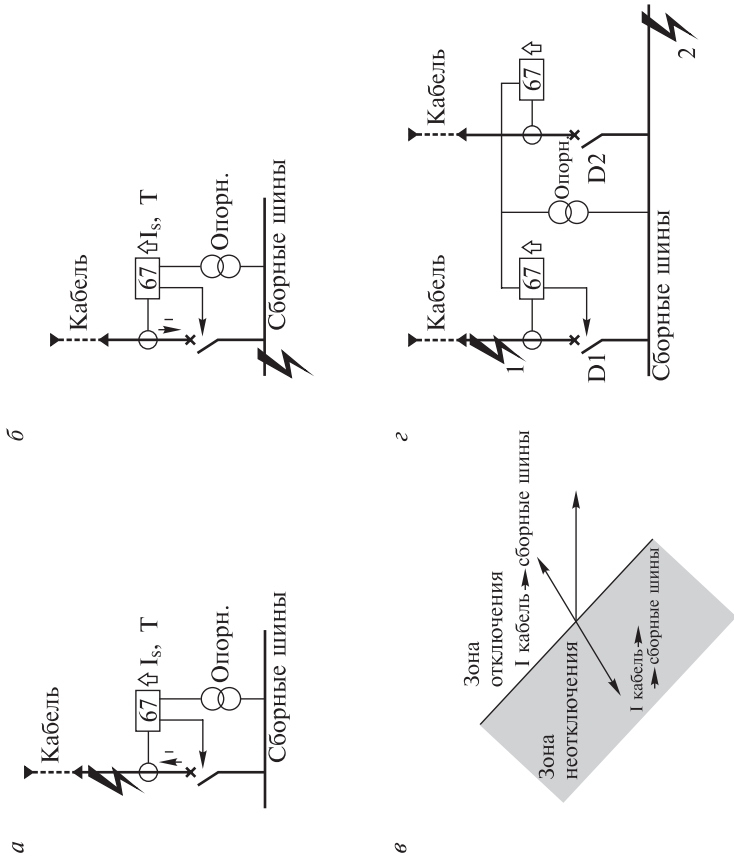
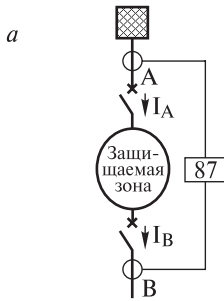


Рис. 2.9. Принцип селективности с направленной защитой:

a — защита активна; *б* — защита не активна; ϵ — схемы направления тока; ζ — защита на двух параллельных вводах



Принцип дифференциальной защиты

б



Схема дифференциальной защиты с использованием процентной характеристики

в



Устойчивость за счет подавления гармоник

г

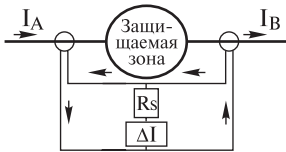
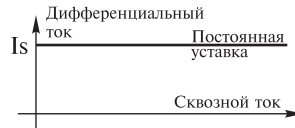


Схема дифференциальной защиты с использованием большого полного сопротивления

д



Устойчивость за счет сопротивления

Рис. 2.10. Селективность с помощью дифференциальной защиты

цам защищаемой зоны означает наличие неисправности. В таких случаях защита срабатывает только на токи повреждения внутри защищаемого участка и не должна быть чувствительна к таким токам вне этого участка. В организации защиты использован принцип селективности. Данный принцип используется для защиты всех элементов СЭС: генераторов, трансформаторов, линий, электродвигателей, шин.

Работа защиты основана на использовании трансформаторов тока с особыми характеристиками и ее устойчивость обусловлена тем, что она реагирует только на внутренние токи КЗ и не чувствительна к любым дифференциальным токам: ток намаг-

ничивания трансформаторов, емкостной ток линии или токовая погрешность, вызванная насыщением датчиков тока.

Различают две разновидности работы защиты в зависимости от способа обеспечения устойчивости: 1) дифференциальная защита с использованием процентной характеристики, т.е. реле подсоединяется независимо от цепей тока I_A и I_B и разность значений этих токов анализируются защитой. Устойчивость защиты обеспечивается подавлением гармоник в соответствии со значением сквозного тока КЗ (рис. 2.10, б, в); 2) защита при большом полном сопротивлении, когда исполнительное реле соединяется последовательно со стабилизирующим резистором R_s (рис. 2.10, г, д).

Это дает возможность мгновенного отключения в защищаемой зоне и срабатывание защиты при токах КЗ, меньших номинального тока защищаемого участка сети.

Для ДЗ во втором случае у трансформаторов тока как со стороны источника питания, так и со стороны потребителя должны быть одинаковые значения токов (на первичной и вторичной обмотках), а также должно быть рассчитано стабилизирующее напряжение во избежание отключения при внешнем повреждении при насыщении ТТ.

Комбинированная селективность

Комбинированная селективность изменяется в тех случаях, когда рассмотренные виды не обеспечивают надежной и устойчивой защиты. Она достигается комбинацией элементарных функций, обеспечивая общую селективность, резервирование или аварийный режим.

Для практической реализации рекомендуются следующие варианты: селективность по току + временная селективность; логическая селективность + временная селективность (+ резервная временная селективность); временная селективность + селективность направленной защиты; логическая селективность + селективность направленной защиты, селективность дифференциальной защиты + временная селективность.

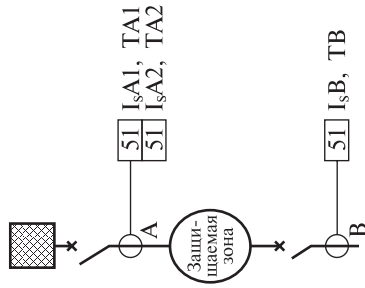
На рис. 2.11, *а, б* показан принцип осуществления такой селективности, зона защиты и кривые селективности. Одновременно осуществляется селективность по току между А1 (ТА1) и В, а также временная селективность между А2 (ТА2) и В. Таким образом, достигается селективность общая, а защита по А обеспечивает аварийное резервирование для защиты В.

На рис. 2.12, *а, б*, в показано как осуществляется логическая селективность + временная, а также как может быть осуществлена временная аварийная селективность защиты А и кривые селективности. Из рис. 2.12, *б* видно, что осуществляется логическая селективность — между А1 (ТА1) и В, а временная селективность между А2 (ТА2) и В, т.е. защита А2 обеспечивает аварийное резервирование для защиты А1, если она будет выведена из строя из-за сбоя в приеме сигнала логического ожидания. Рисунок 2.12, *а* показывает, что одновременно осуществляется логическая селективность РП (А и В с одной стороны, С и Д с другой стороны линии), а временная селективность между щитами В и Д при выдержке $T_B = T_D + \Delta t$ ($\Delta t = 0,3$ с). В данном случае нет необходимости устанавливать линию для передачи логических сигналов между двумя удаленными щитами, а следует предусмотреть аварийную временную селективность защиты по А и С.

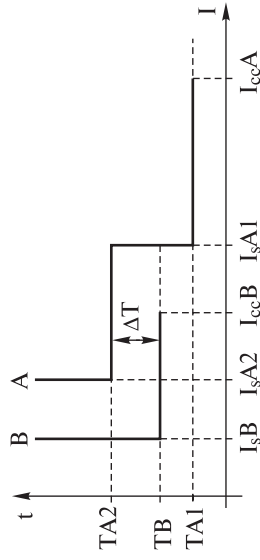
В случае комбинации селективности направленной защиты с временной и логической защиты на параллельных линиях срабатывают в зависимости от места КЗ, а сигнал логического ожидания (выдержка) выдается на соответствующий выключатель (рис. 2.13, *а, б*).

Устройства Д1 и Д2 (рис. 2.13, *а*) снабжены направленной защитой с малой выдержкой времени, а устройства Н1 и Н2 снабжены МТЗ с выдержкой времени. В случае возникновения КЗ в т. 1 направленная защита по Д1 (67), защиты по Н1 и Н2 обнаруживают повреждение. Защита Д2 не реагирует из-за другого направления тока срабатывания. Устройство Д1 отключается, защита по Н2 возвращается в исходное состояние. Н1 отключается и поврежденный участок Н1–Д1 изолируется. При такой схеме выдержки времени ТН1 и ТН2 равны, также как и ТД1 и ТД2, а $T_H = T_D + \Delta t$.

a



b

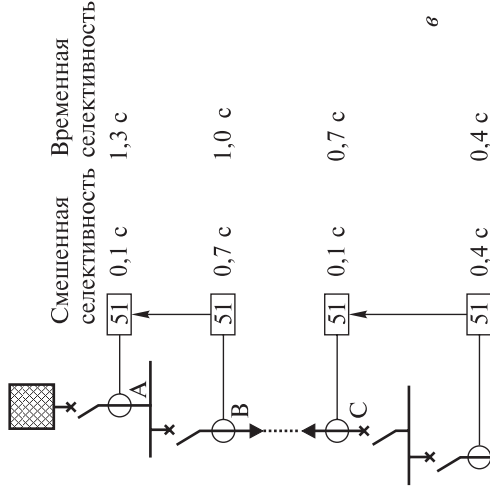


Селективность по току + временная селективность

Кривые селективности

Рис. 2.11. Построение селективности по току + временная селективность (*a*); кривые селективности (*b*)

a



Сравнение значений времени отключения при смещенной селективности и при временной селективности

б

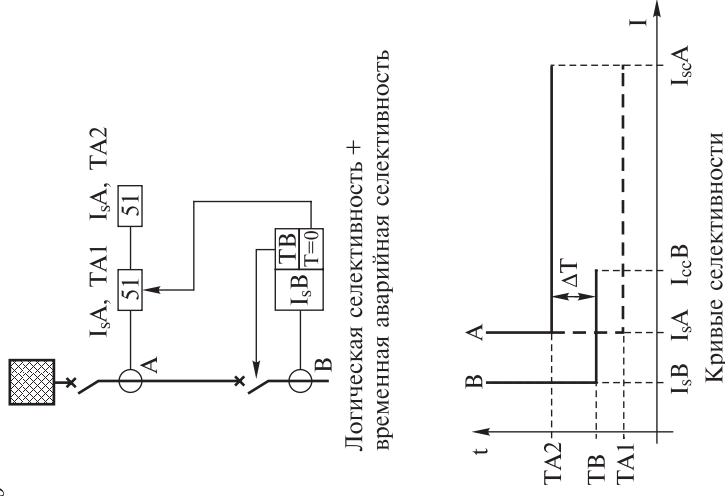
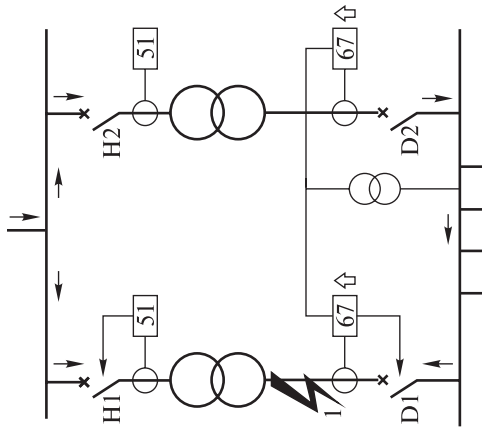


Рис. 2.12. Построение логической селективности + временная селективность

a



б

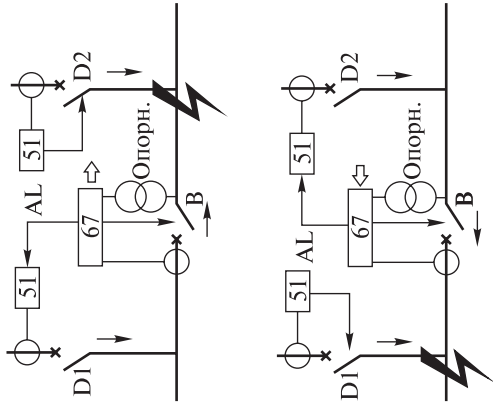


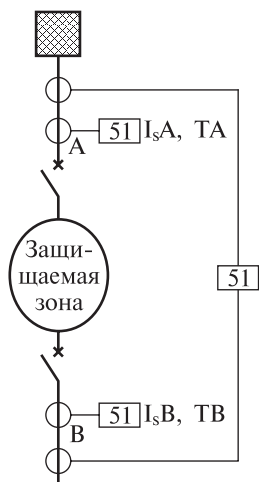
Рис. 2.13. Комбинированная селективность на параллельных вводах (*a*) и комбинированная селективность на сборных шинах (*б*)

Для сборных шин характерна схема 2.13, б. Направление команд логического ожидания зависит от направления тока. В случае повреждения со стороны Д1 производится отключение по Д1 и по секционному выключателю В, а Д2 блокируется В, так как выдается сигнал логического ожидания (AL). При замыкании на секции Д2 производится отключение по Д2 и В, а Д1 блокируется В, так как подается сигнал задержки (логического ожидания — AL).

На рис. 2.14 представлен принцип построения дифференциальной защиты с временной селективностью. При этом осуществляется мгновенная дифференциальная защита, фазная токовая защита или защита от замыканий на землю по А как резервная при ДЗ; токовая защита по В для защиты зоны со стороны потребителя и временная селективность между защитами по А и В ($T_A = T_B + \Delta t$).

Таким образом, обеспечивается резервирование дифференциальной защиты. Трансформаторы тока должны быть двухобмоточными.

Согласно ПУЭ допускается неселективное действие защиты (исправляемое в дальнейшем действием АПВ и АВР) в случаях: а) для обеспечения ускорения отключения КЗ; б) при использовании упрощенных главных электрических схем с отделителями в цепях трансформаторов и линий, отключающих поврежденный элемент в бестоковую паузу.



По своей природе защиты с абсолютной селективностью не могут срабатывать при КЗ на смежных элементах и поэтому выполняются мгновенного действия. Они не могут использоваться в качестве резервных при КЗ на смежных элементах. Для этих целей используются защиты, обладающие относительной селективностью (МТЗ, дистанционные) и срабатывающие с выдержкой времени.

Рис. 2.14. Селективность дифференциальной защиты + временная селективность

Быстрое отключение поврежденного оборудования или участка сети предотвращает возможное развитие аварии, повышает эффективность автоматического повторного включения линий и сборных шин, снижает продолжительность снижения напряжения у потребителей. Устройства РЗ должны обеспечивать возможно меньшее время отключения повреждения с целью сохранения бесперебойной защиты неповрежденной части системы.

Если быстродействующая РЗ установлена на линиях электропередачи с трубчатыми разрядниками, то ее необходимо отстроить от работы разрядников. При этом наименьшее время срабатывания РЗ до момента подачи сигнала на отключение должно быть больше времени однократного срабатывания самих разрядников (0,06–0,08 с),

Для исключения отказов срабатывания защиты в каждом конкретном случае следует рассматривать целесообразность ее действия от начального значения тока или сопротивления при КЗ.

Полное время отключения повреждения $t_{откл}$ определяется временем срабатывания защиты $t_{рз}$ и выключателя $t_{в}$, т.е. $t_{откл} = t_{рз} + t_{в}$. Время срабатывания наиболее распространенных типов выключателей 0,06–0,15 с. Защиты, действующие с временем срабатывания до 0,1–0,2 с, называются быстродействующими. Современные быстродействующие защиты обладают временем срабатывания 0,02–0,04 с.

В ряде случаев одновременное выполнение требований селективности и быстродействия вызывает серьезные трудности из-за усложнения защиты. Тогда в первую очередь выполняется то требование, которое в данном конкретном случае является определяющим.

В целях упрощения допускается применение быстродействующих неселективных защит, однако при этом применяется автоматическое повторное включение (АПВ), быстро вводящее в работу неселективно отключившийся элемент.

Требование к времени действия защиты от аномальных режимов зависит от их последствий, так как такие режимы часто носят кратковременный характер и ликвидируются сами, например, перегрузка при пуске асинхронного двигателя.

Поэтому отключение оборудования в таких режимах должно производиться только тогда, когда появляется опасность его повреждения, но обязательно с выдержкой времени.

Быстрое отключение КЗ требуется иногда и для сохранения целостности линий с малым сечением проводников, не обладающих большой термической стойкостью при соответствующем токе КЗ.

Действие защит с относительной селективностью может происходить с некоторым замедлением, которое должно быть минимальным. Это возможно при применении современных цифровых реле, выключателей и применении обратнoзависимых токовременных характеристик токовых реле у максимальных защит.

Надежность защиты заключается в безотказной работе ее элементов в пределах установленной для нее зоны. Надежность ее функционирования должна обеспечиваться применением таких устройств, которые по своим параметрам и исполнению соответствовали назначению этих устройств. В целях повышения надежности функционирования следует использовать схемное резервирование, непрерывный или периодический контроль элементов и др.

Резервную защиту следует выполнять, чтобы была обеспечена возможность отдельной проверки или ремонта основной или резервной защиты при работающем элементе. В этом случае основная и резервная защиты должны питаться от разных вторичных обмоток трансформаторов тока. Однако в каждом конкретном случае вопрос резервирования решается отдельно, например, для линии электропередачи напряжением 35 кВ и выше с целью повышения надежности в начале линии может быть предусмотрена токовая отсечка в качестве дополнительной без выдержки времени.

При отказах защит или выключателей смежных элементов следует предусматривать резервную защиту для обеспечения дальнего резервного действия.

Если основная защита элемента обладает абсолютной селективностью, то на нем должна быть установлена резервная защита для выполнения функций не только дальнего, но и ближнего

резервирования, т.е. действующая при отказе основной или выведении ее из работы.

Если основная защита линии 110 кВ и выше обладает относительной селективностью, то отдельную резервную можно не предусматривать при условии, что дальнейшее резервное действие защит смежных элементов при КЗ обеспечивается. Также должно быть обеспечено и ближнее резервирование, если дальнейшее при КЗ не обеспечивается.

В сетях напряжением 110 кВ и выше должна предусматриваться установка устройств резервирования при отказе выключателей (УРОВ), хотя в некоторых случаях это можно не соблюдать при условиях, оговоренных в ПУЭ. При напряжении 35–220 кВ допускается применение устройств, действующих лишь на отключение шиносоединительного (секционнного) выключателя.

Аналоговые устройства РЗА, составляющие большую часть элементов защиты, обладают низкой надежностью, несмотря на частые профилактические осмотры. Это полностью устраняется у цифровых реле SEPAM, снабженные функцией непрерывной диагностики.

Чувствительность защиты должна быть рассчитана и обеспечивать отключение аварийного или аномального режима только в пределах установленной зоны ее действия, т.е. обеспечить ее срабатывание только в самом начале возникновения повреждения.

Оценка чувствительности основных типов РЗ должна производиться при помощи коэффициента чувствительности, определяемого [1]: для защит, реагирующих на величины, возрастающие при повреждениях, — как отношение расчетных значений этих величин (ток или напряжение) при металлических КЗ к параметрам срабатывания защит

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз min}}}{I_{\text{ср.рз}}}, \quad (2.6)$$

где $I_{\text{кз min}}$ — минимальный ток КЗ; $I_{\text{ср.рз}}$ — ток срабатывания РЗ; для защит, реагирующих на величины, уменьшающиеся при повреждениях, — как отношение параметров срабатывания к расчетным значениям этих величин в пределах защищаемой зоны.

При оценке чувствительности основных защит необходимо исходить из обеспечения наименьшего коэффициента их чувствительности, например, для максимальной токовой защиты — 1,5–2,0; для продольной дифференциальной защиты трансформаторов, генераторов, линий, а также шин — 2,0; для дифференциальной защиты трансформатора при КЗ за реактором, установленным на стороне низшего напряжения трансформатора и входящим в зону его защиты — 1,5.

Для токовых отсечек без выдержки времени, устанавливаемых на линиях и выполняющих функции дополнительных защит, коэффициент чувствительности должен быть 1,2 при КЗ в месте установки.

Чувствительность защиты должна также обеспечивать ее действие при повреждениях на смежных участках. Например, если при КЗ в т. К1 по какой-либо причине не отключится выключатель QF1, то должна сработать защита выключателя QF4. Такое действие защиты называется дальним резервированием смежного или следующего участка.

Защиты, реагирующие на токи основной частоты в устройствах от замыканий на землю на кабельных линиях в сетях с изолированной нейтралью и действующие на сигнал или на отключение, могут иметь коэффициент чувствительности 1,25, а защиты, реагирующие на токи повышенной частоты — 1,5.

Более подробно требования по чувствительности защиты во всем элементам СЭС изложены в ПУЭ.

Срабатывание реле защиты фиксируется указательными реле, счетчиками числа срабатывания и другими, а для сложных защит — указательными реле, установленными на разных ступенях защиты.

На каждом элементе электроустановки должна быть предусмотрена основная защита с временем срабатывания меньшим, чем у других установленных на этом элементе защит. Если основная защита элемента обладает селективностью, то на данном элементе должна быть установлена резервная защита, выполняющая функции не только дальнего, но и ближнего резервирования.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Какие требования предъявляют к релейной защите?
2. Поясните принцип селективности.
3. Способы обеспечения селективности.
4. Как обеспечивается временная селективность?
5. Поясните принцип токовой и логической селективности.
6. Как обеспечивается селективность с помощью направленной защиты?
7. Как обеспечивается селективность с помощью дифференциальной защиты?
8. Что такое комбинированная селективность?
9. В чем заключается быстродействие защиты?
10. Как обеспечивается надежность защиты?
11. Как определяется чувствительность защиты?

Глава 3

ЭЛЕМЕНТЫ ЗАЩИТЫ, ИСТОЧНИКИ ОПЕРАТИВНОГО ТОКА В ЦЕПЯХ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

3.1. ЭЛЕМЕНТЫ ЗАЩИТЫ

Каждое устройство защиты состоит из информационно-реагирующей и логической частей.

Информационно-реагирующая часть является главной, реле которой непрерывно получает информацию о состоянии защищаемого объекта и реагирует на возникновение КЗ и нарушения нормального режима работы, подавая соответствующие сигналы в логическую часть защиты.

Логическая часть защиты, получая сигналы информационно-реагирующей части, сопоставляет последовательность и продолжительность их действия и дает команду на отключение выключателей мгновенно или с выдержкой времени.

В соответствии с этим реле защиты подразделяются на основные и вспомогательные. В качестве информационно-реагирующих реле могут служить токовые, реле напряжения и сопротивления. Применяются реле мощности, реагирующие на величину и направление (знак) мощности КЗ, проходящей через защиту.

Реле, реагирующие на возрастание величины, которую они контролируют, называются максимальными, а реле, работающие при снижении соответствующей величины, называются минимальными. Кроме того, применяются специальные реле: реле частоты, тепловые реле, реле времени, указательные и промежуточные, передающие сигнал основным реле на отключение выключателей [3].

Реле характеризуется проходной характеристикой (рис. 3.2).

Широкое распространение получили органы релейной защиты на базе электромеханических реле. В последнее время стали применять реле с магнитоуправляемыми контактами, обеспечивающие высокое быстродействие логических операций. Вместе с тем наличие множества сооружаемых линий и подстанций в распределительных сетях промышленных предприятий, увеличение пропускной способности питающих линий электроустановок предъявляют новые требования к аппаратуре, содержащей электромеханические реле. Удовлетворение этих требований стало возможным благодаря созданию интегральных микросхем.

Имеется два основных вида указанных микросхем — логические и аналоговые. Первые обеспечивают, подобно промежуточному реле, выдачу управляющих команд в логической части защиты. Действуют они в зависимости от комбинации управляющих сигналов «О» или «1» (элементы «И»; «НЕ»; «ИЛИ»; «память» и др.).

Аналоговые или линейные микросхемы представляют собой усилительное устройство высокой чувствительности. Они осуществляют усиление напряжения, представляющего собой разность напряжений, подаваемых на входные зажимы. Такие схемы обладают большим коэффициентом усиления, а выходное сопротивление их весьма мало. Практически считается, что у аналоговых или операционных усилителей (ОУ) выходной сигнал отсутствует всегда, если оба входных или их разность равна нулю. Благодаря своим свойствам ОУ положены в основу серийной аппаратуры РЗ, изготавливаемой Чебоксарским электроаппаратным заводом [4].

Для производства релейной аппаратуры используются несколько типов ОУ общего назначения. Схемы таких ОУ содержат, как правило, три основных усилительных каскада: входной (дифференциальный), промежуточный (усилительный) и выходной (низкоомный) (рис. 3.3).

Входной каскад является основным, в нем формируется дифференциальный сигнал, строго пропорциональный разности напряжений, подаваемых на входы ОУ. При этом должна поддерживаться линейная зависимость между входным разностным

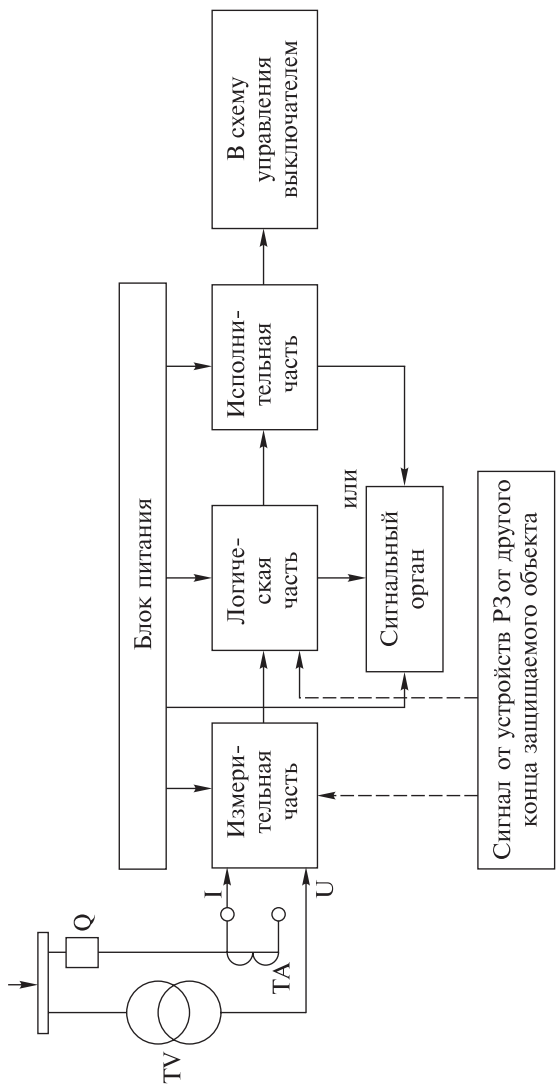


Рис. 3.1. Обобщенная структура устройств релейной защиты

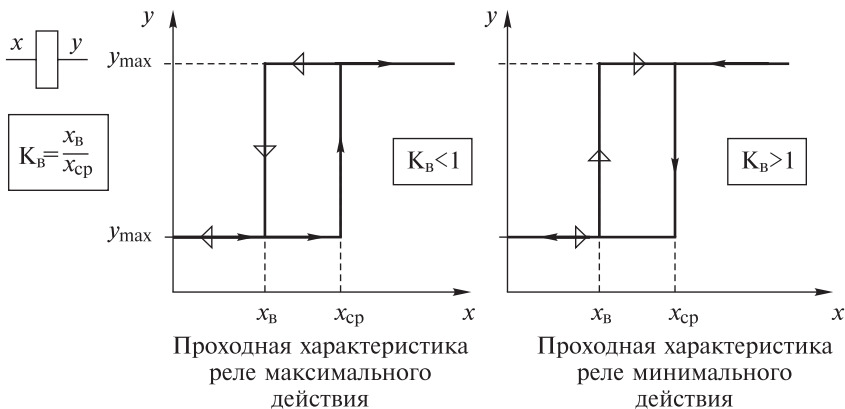


Рис. 3.2. Характеристики реле

сигналом и сигналом, поступающим из входного каскада в промежуточный. Этот каскад, чисто усилительный, и предназначен для связи между входным и выходным каскадами, который является усилителем мощности с небольшим коэффициентом усиления.

Операционный усилитель имеет два независимых входа и один общий вход. Он является усилителем дифференциального типа и реагирует на знак напряжения, определяемого разностью двух напряжений, поданных на входы. Тот вход, при превышении напряжения на котором знаки входного и выходного напряжений совпадает, называется неинвертирующим или Н-входом (+). Второй вход, на котором превышение напряжения приводит к изменению знака выходного напряжения на противоположный по сравнению со знаком напряжения на этом же входе, называется инвертирующим или И-входом (–).

Питание ОУ, применяемых для РЗ, осуществляется, как правило, от двух разнополярных источников напряжения постоянного тока с общей нулевой точкой: диапазон питающих напряжений в зависимости от конструкции усилителей принимается $\pm 5 \dots \pm 15$ В.

Обобщенная структурная схема реле защиты на базе ОУ содержит пять основных узлов: узел измерения УИ — содержит измерительные преобразователи или датчики тока или напряжения, принимающие сигналы от трансформаторов тока

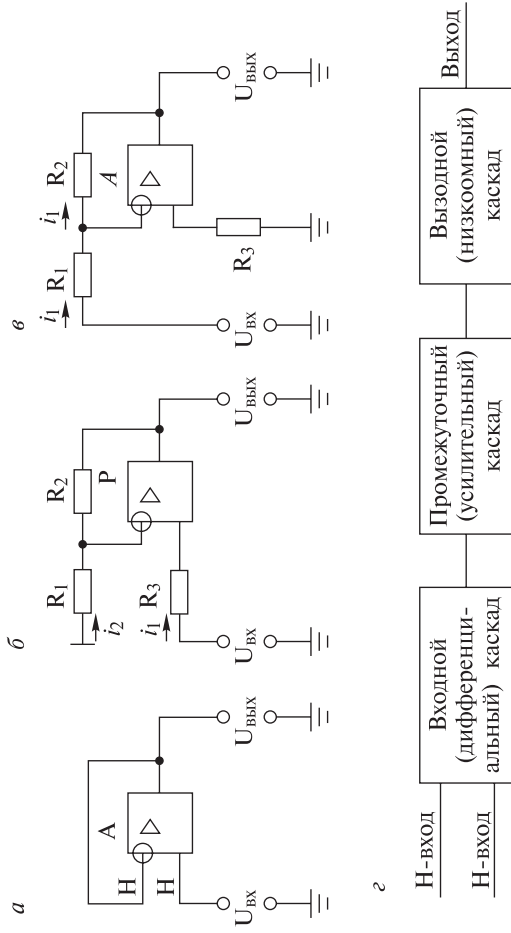


Рис. 3.3. Схемы операционных усилителей:

a — повторитель напряжения; *б* — инвертирующий усилитель; *в* — инвертирующий усилитель; *г* — структурная схема операционного усилителя

или напряжения защищаемого объекта; узел формирования УФ, в котором получают из входных сигналов специально сформированные напряжения переменного или выпрямленного тока, необходимые для реализации характеристики реле после процедуры сравнения; узел сравнения УС, служащий для дальнейшего преобразования сравниваемых напряжений, собственно сравнения и получения на выходе управляющего сигнала, свидетельствующего о том, что ток и напряжение реле соответствуют условиям его срабатывания; узел выхода УВ обеспечивает срабатывание исполнительного реле от поступившего сигнала; узел питания УП предназначен для получения стабилизированных напряжений постоянного тока определенного уровня для работы микросхем и исполнительных реле.

Реле, основные узлы которых выполнены на ОУ или логических интегральных схемах, получили название статических. Различают токовые реле типа РСТ и реле напряжения РСН, реле тока обратной последовательности РТФ и реле мощности РМ, а также реле сопротивления.

Статические реле максимального тока РСТ11–РСТ14 выполняет функции измерительных органов токовых защит как мгновенного действия, так и работающих с выдержкой времени. В качестве примера приведена структурная схема реле РСТ13 (рис. 3.4). Измерительный узел реле состоит из трансформатора тока ТА, а узел формирования — в виде выпрямительного моста VI. В узел сравнения входит компаратор А1, используемый одновременно как первая ступень сравнения, определяющая ток срабатывания реле, — поступающий сигнал сравнивается с заданным опорным напряжением. Уставка реле задается опорным сигналом с помощью переключателя уставок SB1–SB5, который шунтирует часть резисторов, образующих делитель напряжения. Число размыкаемых переключателей определяет долю напряжения, подаваемого на вход компаратора.

Выходной сигнал компаратора подается в следующую цепочку сравнения — времязравнивающую, содержащую резисторы R7, R8, диод VD2, конденсатор C2 и стабилитроны VD3. Пороговым элементом этой цепочки служит триггер Шмитта А2.

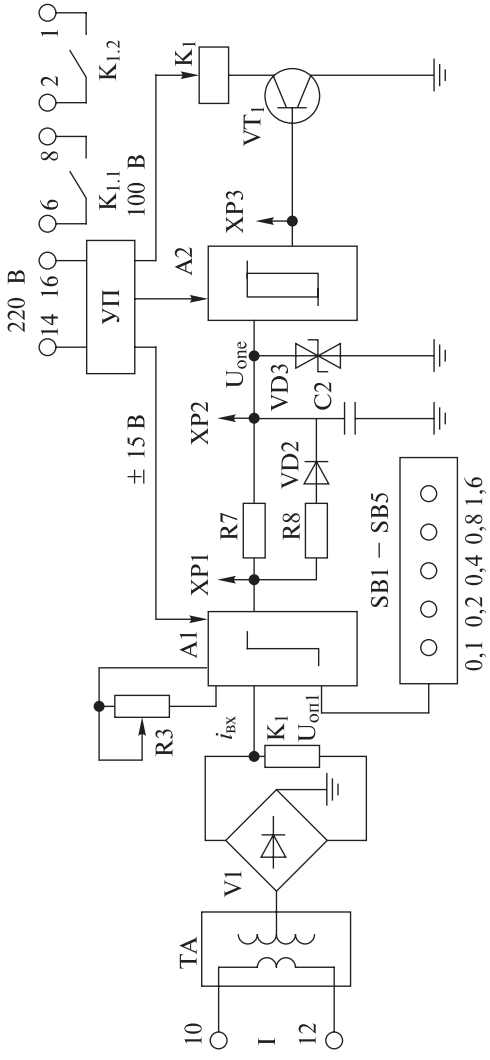


Рис. 3.4. Схема реле тока серии РСТ-13

Узел выхода состоит из транзистора VT1 и исполнительного реле К1, а узел питания представляет собой делитель напряжения на резисторах и стабилитронах, поддерживающих уровень напряжения ± 15 В.

Реле максимального и минимального напряжений РСН14–РСН17 по своему устройству подобны реле РСТ, однако вместо датчиков тока в них установлены датчики напряжения.

Дифференциальные реле типа РСТ15 и РСТ16 используются в качестве измерительных органов дифференциальной защиты силовых трансформаторов и мощных электродвигателей. Так как они обладают высокой степенью отстройки от токов небаланса, то ток срабатывания такой защиты можно устанавливать $0,5I_{\text{ном}}$ тока трансформатора или электродвигателя.

Характерной особенностью наиболее распространенных элементов защиты — электромеханических реле — является наличие обмотки неподвижной системы и контактов. Обмотки могут включаться на ток и напряжение сети непосредственно или через измерительные трансформаторы тока и напряжения. В первом случае эти реле называются первичными, во втором — вторичными, получившими наибольшее распространение, поскольку изолированы от высокого напряжения; могут располагаться на определенном расстоянии от защищаемого объекта; выполняться на одни и те же стандартные токи 1 или 5 А и номинальное напряжение 100 В независимо от тока и напряжения в цепи защищаемого объекта.

Хотя первичные реле обладают рядом недостатков (токи и напряжения должны соответствовать параметрам защищаемого объекта, быть динамически и термически стойкими, изоляция обмоток должна соответствовать уровню напряжения), защита получается проще, так как не требуются измерительные трансформаторы, источники оперативного тока и контрольные кабели. В силу указанных недостатков они применяются на электродвигателях, трансформаторах и линиях малой мощности напряжением 6–10 кВ. В остальных случаях используются вторичные реле.

В широко применяемых терминалах серии SEPAM используют специальные реле VIP-300. Оно предназначено для

применения в распределительных сетях для защиты вводных устройств различных установок, отходящих линий и понижающих трансформаторов.

Реле VIP-300 выпускается двух модификаций: VIP-300LL и VIP-300LN, отличающиеся друг от друга рабочим диапазоном и наличием у последнего таблицы для преобразования установки «коэффициент пересчета времени». Уставки выставляются с помощью поворотных переключателей и шкала на передней панели имеет градуировку в соответствии с используемым датчиком. Все подсоединения осуществляются на задней панели при помощи специальных зажимов. Для указания причины отключения (междуфазное КЗ или замыкание на землю) используются специальные индикаторы.

Заданные эксплуатационные условия будут обеспечены, когда реле VIP-300 используется со специальными трансформаторами тока: с датчиками C_{Ra} и C_{Rв} (все обозначения даны в системе SEPAM) для КРУ RM6 1998 г. выпуска и более поздних; с датчиками C_{Sa} и C_{Sв} для автоматических выключателей SF set, у вторичных обмоток которых такое же количество витков, как и у вторичных обмоток датчиков C_{Ra} и C_{Rв}, а также с датчиками 200/1 и 800/1 для аппаратов Ringmaster. VIP-300 — реле без дополнительных источников питания. Реле функционально связано с расцепителем Mitor (рис. 3.5).

Реле VIP-300 обеспечивает защиту от междуфазных коротких замыканий и замыканий на землю. Его можно использовать в различных схемах селективной защиты из-за широкого диапазона кривых отключения и большого числа уставок (рис. 3.6).

Фазная защита имеет две независимые регулируемые уставки: нижняя выбирается с независимой или с зависимой выдержкой времени: SI — стандартно-обратнозависимую выдержку, VI — численно-обратнозависимую выдержку и EI — предельно-обратную зависимость; верхняя уставка имеет независимую выдержку времени.

Работа защиты от замыканий на землю основана на измерении остаточного тока, равного сумме токов вторичных обмоток датчиков. Эта защита, как и фазная, имеет две независимые регулируемые уставки.

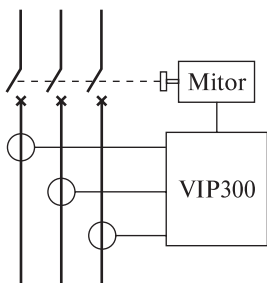


Рис. 3.5. Упрощенная электрическая схема

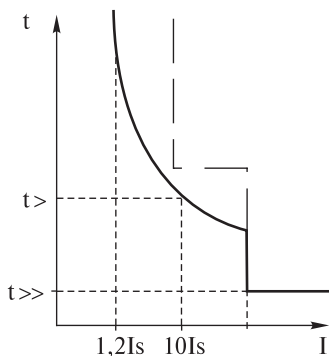


Рис. 3.6. Кривые междуфазных коротких замыканий или коротких замыканий на землю

На передней панели реле VIP-300 указаны переключатели уставок защит, выбора выдержки времени, тип кривой и соответствующие индикаторы (рис. 3.7).

На рис. 3.8 и 3.9 показаны характеристики защиты, т.е. кривые для выбора уставок тока при междуфазных КЗ с зависимой и независимой выдержками времени. Номера на кривых соответствуют номерам переключателей передней панели.

Чтобы выставить уставку тока I_s пользуются переключателем 4. Для нижней уставки SI, VI, EI и RI с зависимой выдержкой времени пользуются переключателем 5. Он же используется и для выбора независимой характеристики DT. Для выбора нижней уставки пользуются переключателем 6. Данная уставка действует тогда, когда выбрана кривая с нижней уставкой типа DT (рис. 3.7). Во всех остальных случаях поворотный — заблокирован. Выдержка времени для нижней уставки уменьшается переключателями 7 и 8, а верхняя уставка $I \gg$ — переключателем 9, выдержка времени для нее $t \gg$ — переключатель 10.

Для выбора уставок защиты от замыканий на землю I_{os} используют переключатель 14. В зависимости от характера выдержки времени RI, SI, KI, EI или DT используют переключатель 15. Для нижней уставки защиты от ОЗЗ и ее выдержки времени — переключатели 16, 17 и 18. Для верхней уставки и выдержки времени $I_O >$ и $t_O \gg$ — переключатели 19 и 20.

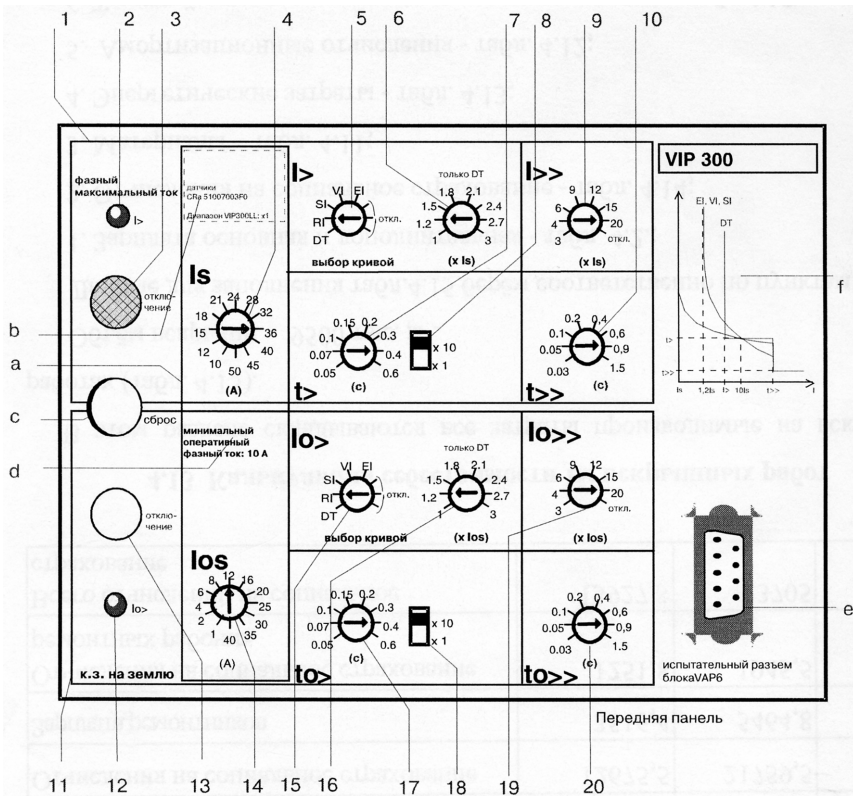


Рис. 3.7. Вид передней панели реле VIP-300

Фазная защита

1. Зона уставки фазной защиты
2. Индикатор превышения уставки
3. Индикатор отключения от фазного КЗ
4. Ток уставки фазного КЗ I_s
5. Выбор типа кривой с нижней уставкой
6. Нижняя уставка $I>$
7. Выдержка времени для нижней уставки $t>$
8. Коэффициент умножения (нижняя уставка) Э.
9. Верхняя уставка $I>>$
10. Выдержка времени для верхней уставки $t>>$

Защита от замыканий на землю

11. Зона уставки защиты от КЗ на землю
12. Индикатор превышения уставки
13. Индикатор отключения от КЗ на землю
14. Ток уставки КЗ на землю I_{os}
15. Выбор типа кривой с нижней уставкой
16. Нижняя уставка $I_{o>}$
17. Выдержка времени для нижней уставки $t_{o>}$
18. Коэффициент умножения (нижняя уставка) Э.
19. Верхняя уставка $I_{o>>}$
20. Выдержка времени для верхней уставки $t_{o>>>}$

Другие функции

- a. Этикетка применяемой шкалы
- b. Информация о датчике и рабочем диапазоне
- c. Сброс индикатора
- d. Минимальный операционный ток
- e. Испытательный разъем блока VAP6
- f. VIP300LL; кривые отключения VIP300LN; таблица для преобразования уставки «коэффициент пересчета времени»

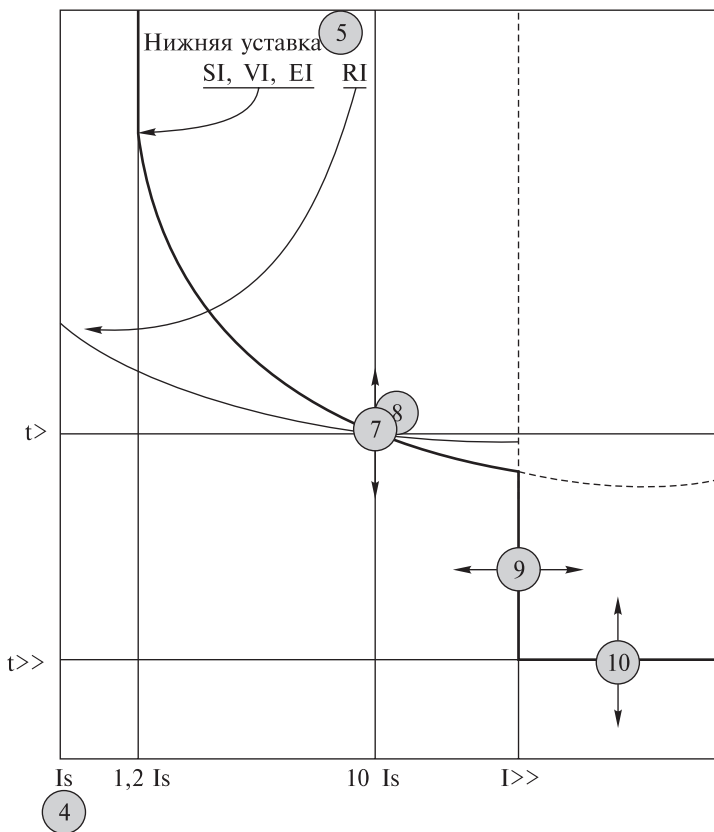


Рис. 3.8. Кривые уставок тока при фазном КЗ с нижним пределом при зависимой выдержке времени

Более подробно сведения об уставках и применению изложены в [13].

Реле VIP-300 должны применяться комплексно со специальными датчиками, чтобы обеспечить соответствие рабочим параметрам: работа во всем диапазоне; время срабатывания; точность, режим протекания тока КЗ. Все три фазных датчика должны быть одинаковыми (однотипными). Эти реле включают входные трансформаторы, которые имеют промежуточные ответвления на первичной обмотке, соответствующие номиналу с определенным рабочим диапазоном. Диапазоны для реле VIP300LL и VIP-300LN приведены на рис. 3.10.

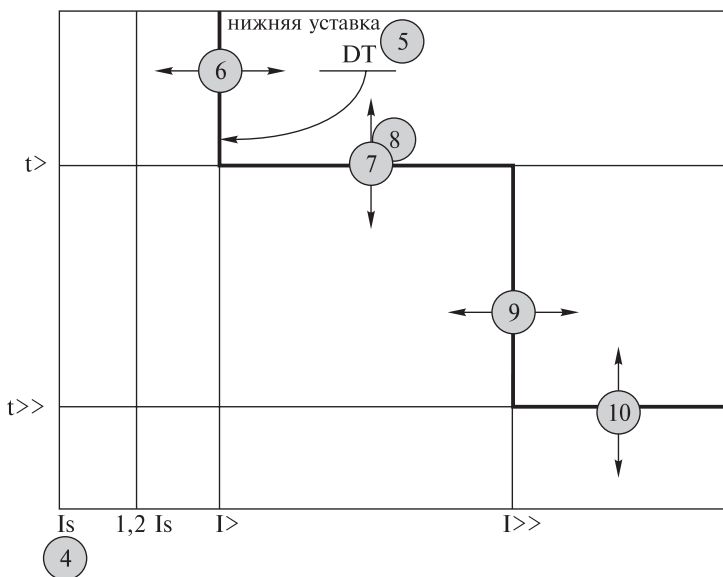


Рис. 3.9. Кривые уставок тока при фазном КЗ с нижним пределом при независимой выдержке времени

Схемы подключения датчиков (ТТ) и реле VIP представлены на рис. 3.11.

Кривые, показывающие время отключения по нижним уставкам с зависимой выдержкой времени, для защит SI, VI, EI и RI представлены на рис. 3.12, 3.13, 3.14 и 3.15.

Различают прямой и косвенный способы воздействия защиты на выключатель. При прямом способе подвижная система реле прямого действия механически связана с отключающим устройством выключателя (рис. 3.16), чем вызывает отключение. В отечественной практике защита с первичными реле прямого действия нашла применение в установках напряжением до 1 кВ.

Вторичные реле прямого действия включаются в защищаемую цепь через измерительные трансформаторы, что дает, помимо других преимуществ, возможность получить лучшие механические и электромагнитные характеристики этих реле (рис. 3.17). Такие реле устанавливают в качестве токовой защиты в распределительных сетях напряжением до 35 кВ.

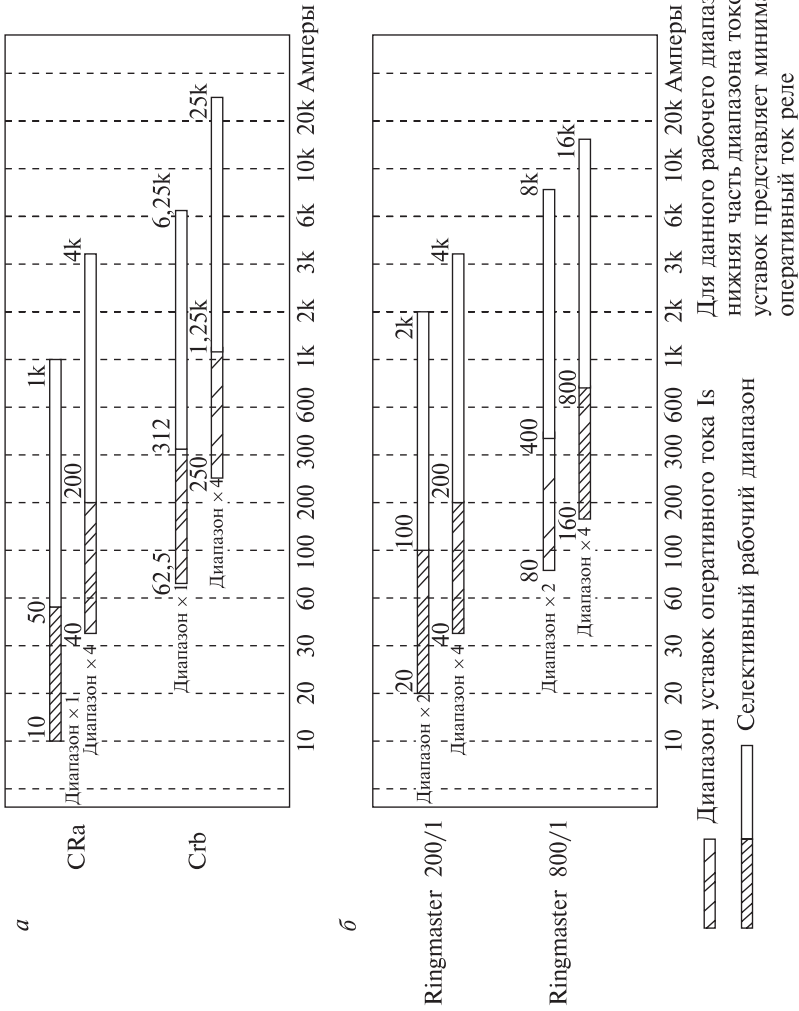
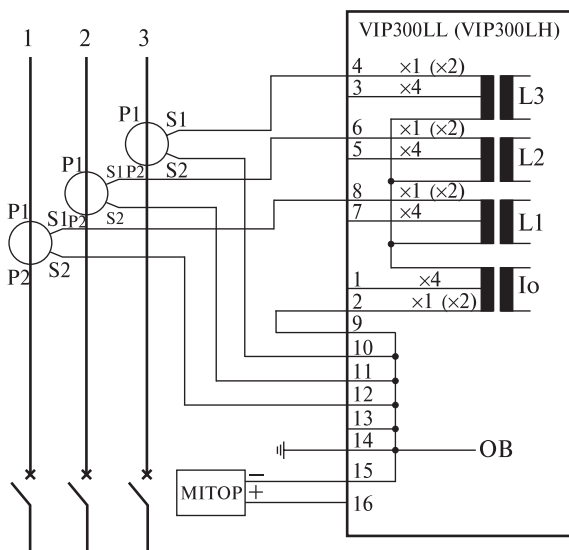


Рис. 3.10. Рабочие диапазоны реле модели VIP-300LL (*a*) и реле VIP-300LN (*б*)

Подключение к диапазону $\times 1$ (или $\times 2$)



Подключение к диапазону $\times 4$

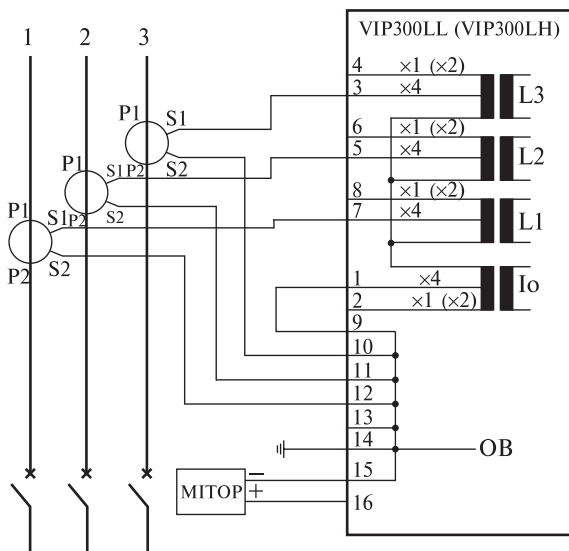


Рис. 3.11. Схемы подключения реле VIP-300LL и VIP-300LH

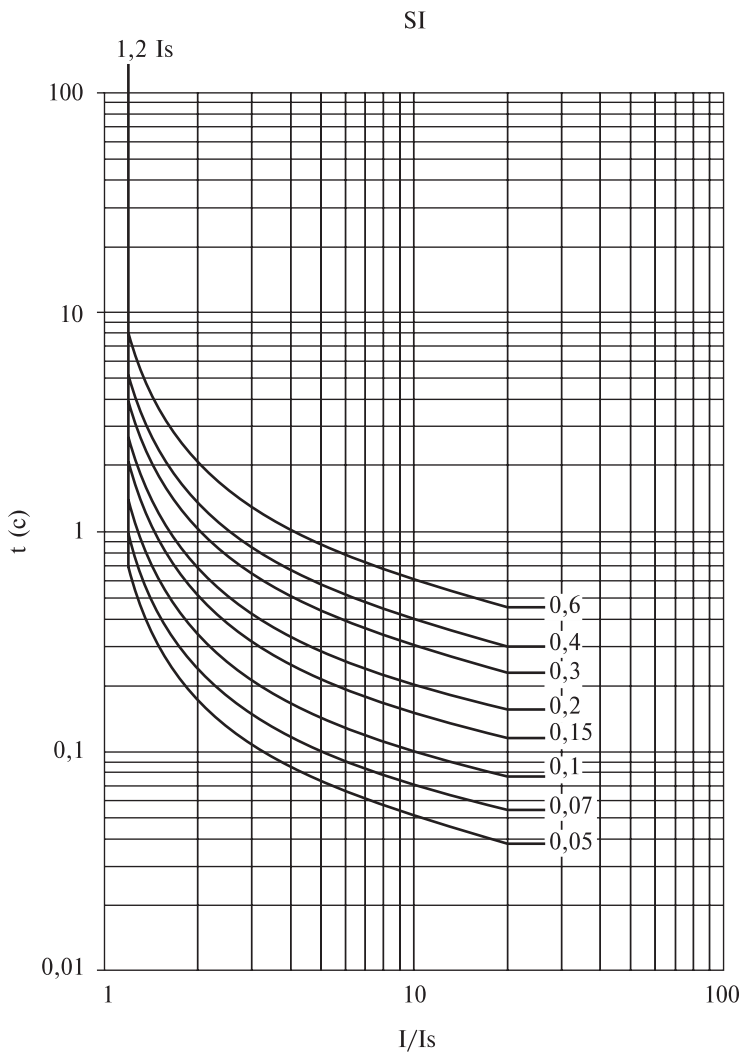


Рис. 3.12. Кривые для обратзависимой выдержки времени SI

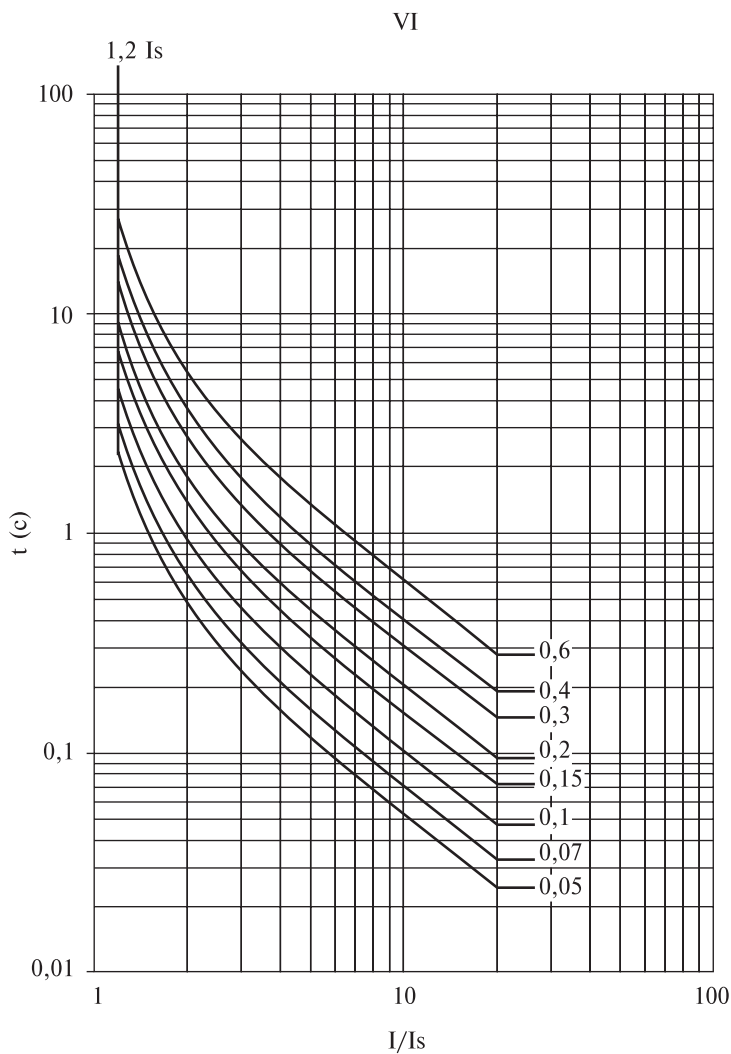


Рис. 3.13. Кривые для усиленно-обратнозависимой выдержки времени VI

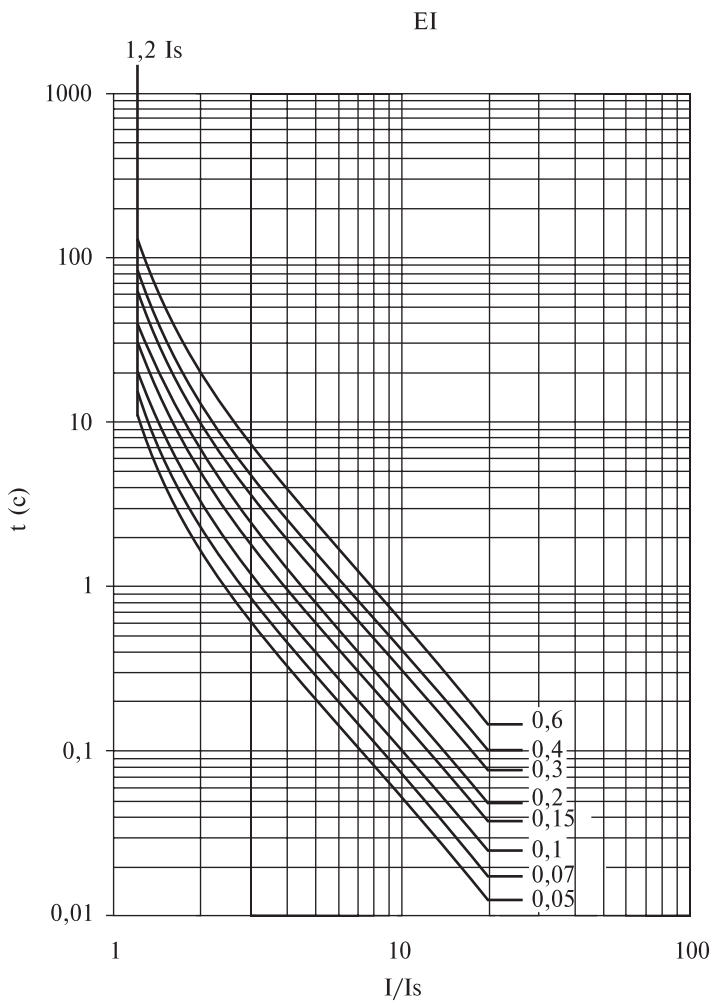


Рис. 3.14. Кривые для предельно-обратнозависимой выдержки времени VI

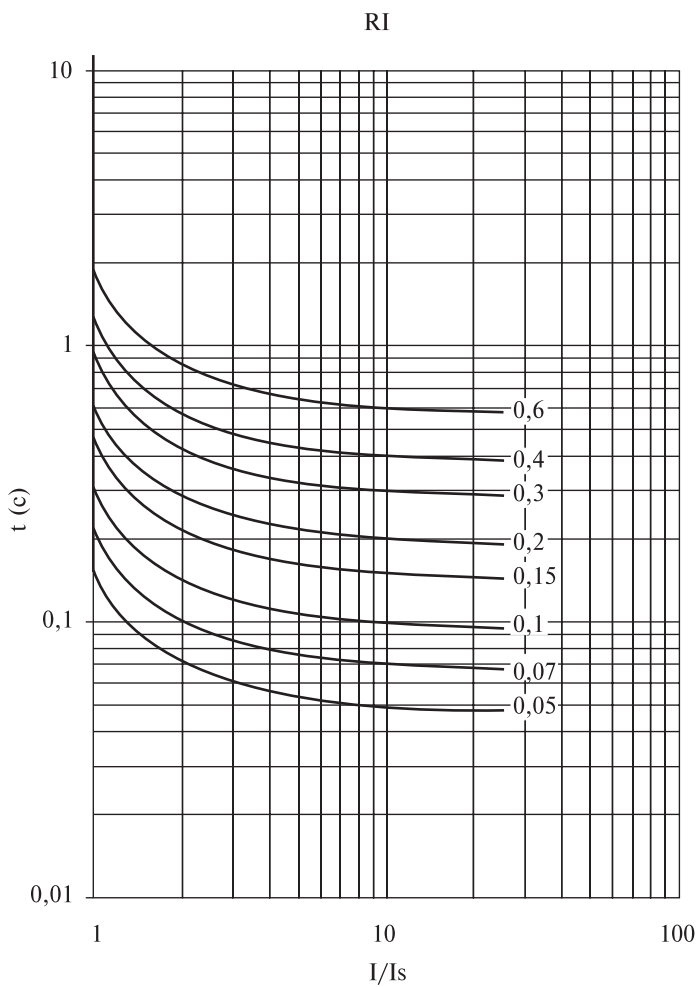


Рис. 3.15. Кривые для выдержки времени RI

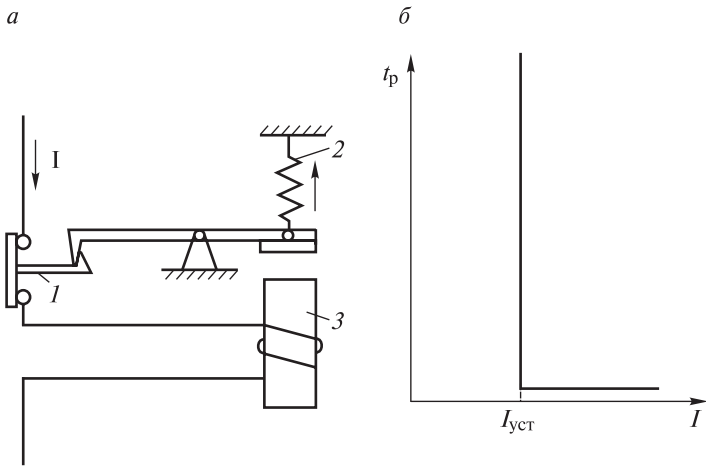


Рис. 3.16. Принципиальная схема (а) и времятоковая характеристика (б) электромагнитного расцепителя мгновенного действия:

1 — защелка; 2 — фиксирующая пружина с якорем; 3 — электромагнит

Схемы этих защит отличаются простотой, не требуют источника оперативного тока, однако обладают значительной погрешностью и потребляют большую мощность при срабатывании.

Более совершенны вторичные реле косвенного действия (рис. 3.18), которые своими контактами замыкают цепь питания контактора отключения выключателя, и последний отключает поврежденный участок.

Такие реле обладают рядом преимуществ, поскольку их параметры не зависят от параметров защищаемого объекта, весьма чувствительны, обладают небольшой погрешностью, регулировка и настройка производится без отключения защищаемого объекта. Однако им присущи недостатки, свойственные элек-

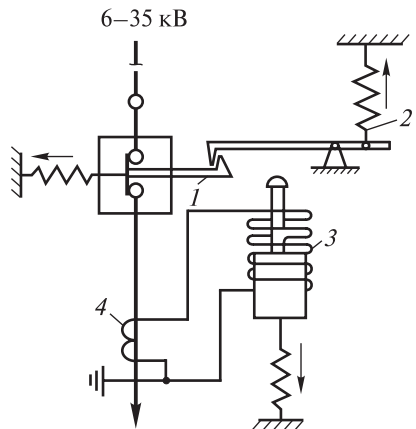


Рис. 3.17. Схема защиты с реле тока прямого действия:

1 — защелка; 2 — фиксирующая пружина; 3 — обмотка; 4 — трансформатор тока

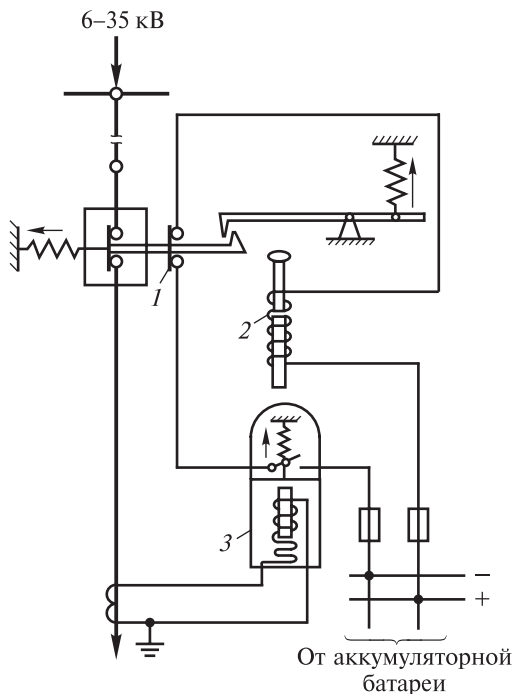


Рис. 3.18. Схема защиты с реле тока косвенного действия:
 1 — контакт; 2 — подвижный элемент; 3 — электромагнит

трехмеханическим системам. Наиболее совершенны, с позиций защиты, полупроводниковые устройства.

3.2. ИСТОЧНИКИ ОПЕРАТИВНОГО ТОКА В ЦЕПЯХ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Система оперативного тока любой электроустановки представляет собой совокупность источников питания, линий питания и шин переключающих устройств.

Применяются следующие системы оперативного тока:

- постоянного оперативного тока — источником питания оперативных цепей являются аккумуляторные батареи;
- переменного оперативного тока — источником питания оперативных цепей служат измерительные трансформаторы тока, напряжения и трансформаторы собственных нужд;

- выпрямленного оперативного тока — система питания оперативных цепей переменным током, в которой последний преобразуется в выпрямленный (постоянный) с помощью серийных блоков питания;
- постоянного и выпрямленного, переменного и выпрямленного токов — система предусматривает совместное их применение.

Различают зависимое и независимое питание: при зависимом питании работа оперативных цепей зависит от режима работы подстанции или электроустановки, а при независимом — режим работы не влияет на систему питания оперативных цепей.

Постоянный оперативный ток применяется на подстанциях 110–220 кВ со сборными шинами этого напряжения; на подстанциях 220–35 кВ без сборных шин этого напряжения с масляными выключателями с электромагнитным приводом, для которых включение от выпрямительных устройств при зависимом питании не подтверждается заводом-изготовителем. Источником постоянного оперативного напряжения являются аккумуляторные батареи типа СК (220 В) без элементного коммутатора, работающие в режиме подзаряда.

Переменный оперативный ток применяется на подстанциях напряжением 35/6–10 кВ с масляными выключателями 35 кВ, на подстанциях 35–220/6–10 и 110–220/35/6–10 кВ без выключателей на стороне высшего напряжения, а выключатели 6–10–35 кВ снабжены пружинным приводом. При переменном оперативном токе электромагниты отключения выключателей непосредственно включаются во вторичную цепь трансформаторов тока, при этом чувствительность защиты должна соответствовать требованиям ПУЭ. Цепи автоматики, управления и сигнализации питаются от шин собственных нужд через стабилизаторы напряжения.

На подстанциях напряжением 35/6–10 кВ с масляными выключателями и на подстанциях 35–220/6–10 кВ, 110–220/35/6–10 кВ без выключателей на стороне высшего напряжения, когда выключатели оснащены электромагнитным приводом применяется выпрямленный оперативный ток. Подробно область применения различных систем оперативного тока на

подстанциях в зависимости от схем соединения, выключателей и их приводов приведена в [7].

Для выпрямления переменного тока используются стабилизированные блоки питания типа БПНС-2 совместно с токовыми БПТ-1002 — для питания цепей защиты, автоматики и управления, а также нестабилизированные — БПН-1002 для питания цепей сигнализации и блокировки, а также выпрямительные устройства УКП с индуктивным накопителем — для питания включающих электромагнитов приводов масляных выключателей.

Нестабилизированные блоки питания и заряда БПЗ-401 применяются для отключения выключателей 10(6) кВ посредством защиты минимального напряжения, а также выключателей 35–110 кВ при недостаточной мощности блока питания.

Смешанная система применяется при питании электромагнитов отключения выключателей от силовых выпрямительных устройств.

В качестве источников постоянного тока применяются свинцово-кислотные аккумуляторные батареи типа СК с номинальным напряжением аккумулятора 2В и номинальной емкостью, соответствующей 10-часовому режиму разряда. Номинальная емкость аккумулятора определяется по формуле

$$Q_N = Q_1 N, \quad (3.1)$$

где Q_1 — номинальная емкость аккумуляторов с типовым номером 1 (СК-1); N — типовой номер аккумуляторов (2, 3, 4, 5, 6, 8, 10, 12, 14).

В качестве зарядно-подзарядных устройств применяются выпрямительные агрегаты типа ВАЗП с автоматической стабилизацией напряжения.

Блоки питания БП — это выпрямительные устройства, дающие на выходе постоянное (выпрямленное) напряжение. Они делятся на блоки напряжения и токовые.

Блок БПЗ-401 представляет собой промежуточный трансформатор напряжения с выпрямительным мостом на выходе. Подключаются они к трансформаторам напряжения или собственных нужд.

Токовый блок питания включает насыщающийся трансформатор тока с выходным выпрямительным мостом. Включенный параллельно вторичной обмотке конденсатор обеспечивает стабилизацию выходного напряжения. Эти блоки включаются только в цепи трансформаторов тока и являются источниками питания только в режиме КЗ. На рис. 3.19 приведены принципиальная схема блока БПЗ-402 и зависимость выходного напряжения от первичного тока при последовательном соединении первичных обмоток с различным числом витков.

Схема подключения блоков питания и заряда типов БПЗ-401 и БПЗ-402 (рис. 3.20) позволяет включать БПЗ-402 на ток одной фазы или разность токов двух фаз. Выход блоков позволяет питать нагрузку и осуществлять заряд конденсаторов.

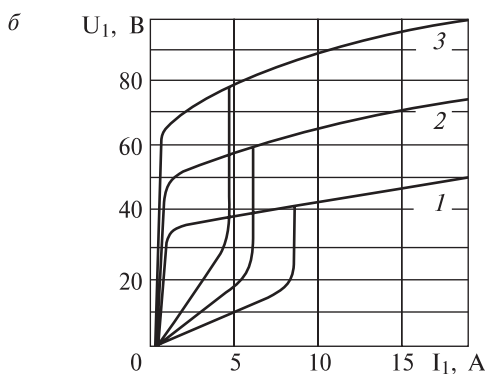
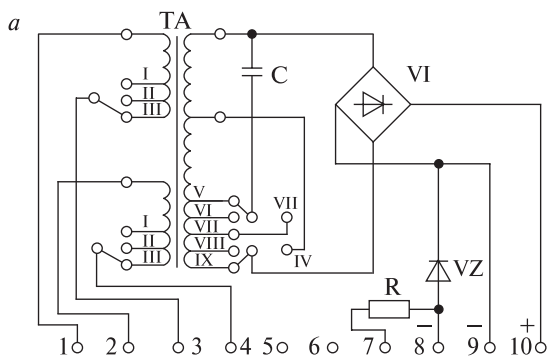


Рис. 3.19. Блок питания и заряда БПЗ-402:

a — принципиальная схема; *б* — вольтамперная характеристика при $W_1 = 120; 170; 220$

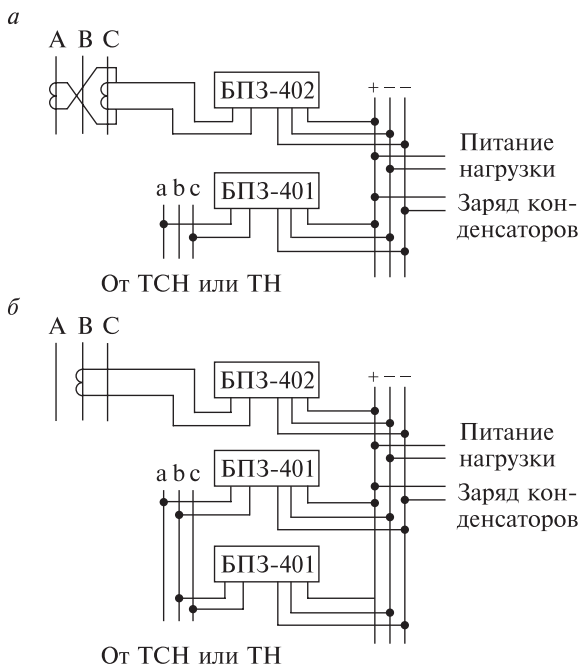
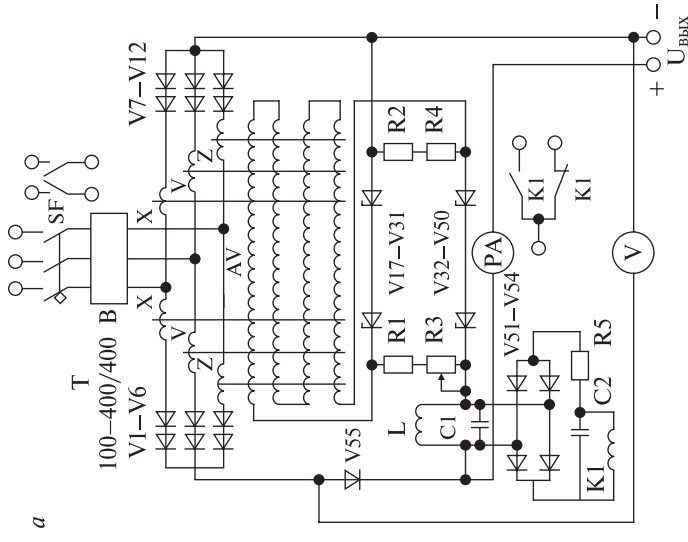


Рис. 3.20. Схемы включения блоков БПЗ-401 (а) и БПЗ-402 (б)

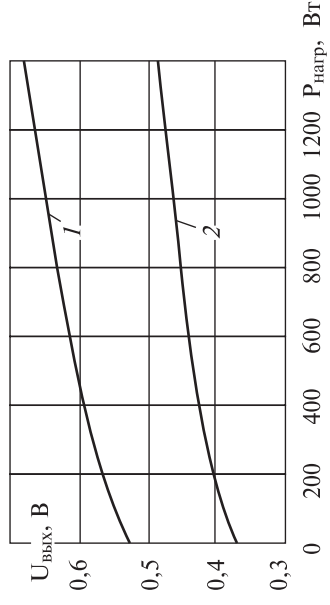
При нагрузке вторичных цепей устройств защиты до 1500 Вт при напряжении 110 и 220 В используются блоки питания БПН-1002 и БПТ-1002. В качестве примера приведены принципиальная схема стабилизированного блока питания БПНС-2 и зависимость напряжения надежной работы от нагрузки (рис. 3.21, а, б).

Комплектные устройства питания типа УКП предназначены для питания выпрямленным током электромагнитов включения приводов выключателей с нагрузкой до 320 А. Они состоят из двух комплектов: УКП-1 — силовой выпрямитель с распределительным устройством и аппаратурой сигнализации; УКП-2 — индукционный накопитель. Схема их соединения приведена в [7].

Блок питания выбирается по максимальной мощности нагрузки, необходимой для надежной работы защиты и электромагнитов отключения при выходном напряжении 220 В.



a



б

Рис. 3.21. Блок питания БПС-2:

a — принципиальная схема; *б* — зависимость выходного напряжения от нагрузки при однофазном (кривая 1) и трехфазном (кривая 2) питании

Минимальное напряжение на выходе должно быть не меньше 80% номинального. Затем определяют первичный ток и напряжение надежной работы.

Под током надежной работы понимают ток, подаваемый на вход блока, при котором выходное напряжение будет равно минимально допустимому, а напряжение надежной работы — это напряжение, подаваемое на вход блока, при котором напряжение выхода будет равно минимально допустимому.

Выбор числа витков первичной обмотки блока БПЗ-402 производится в следующей последовательности: вольт-амперная характеристика ТТ сравнивается с вольт-амперными характеристиками ненагруженного блока, и число витков первичной обмотки трансформатора блока питания выбирается таким, чтобы вольт-амперная характеристика ТТ проходила выше вольт-амперной характеристики блока при токах более 5 А.

Для питания цепей релейной защиты широко используются ТТ с номинальным значением вторичного тока 1 или 5 А при любых значениях первичного тока. При этом условия их работы и требования, предъявляемые к ним, отличны от таковых для цепей измерительных приборов, где требуется точная работа при малых нагрузках, незначительных перегрузках в нормальном режиме. Для устойчивой работы РЗ необходима точная работа ТТ при протекании токов перегрузки и токов КЗ, во много раз превышающих первичные номинальные токи, а также учет переходного режима для быстродействующих защит.

В цепях РЗ применяются ТТ с феррорезонансным замкнутым сердечником. Схемное обозначение и упрощенная векторная диаграмма представлены на рис. 3.22, *а, б*. Маркировка зажимов у ТТ принята различной: в первичной обмотке W_1 мгновенный ток направлен от начала обмотки «Н» к концу «К», а для вторичной W_2 за начало принимается тот зажим, из которого мгновенный ток направляется из обмотки во внешнюю цепь. Условные положительные направления токов I_1 и I_2 принято обозначать, как показано на рис. 3.22, *а*.

Согласно закону полного тока

$$\dot{I}_1 W_1 - \dot{I}_2 W_2 = \dot{F}_{\text{нам}} \quad (3.2)$$

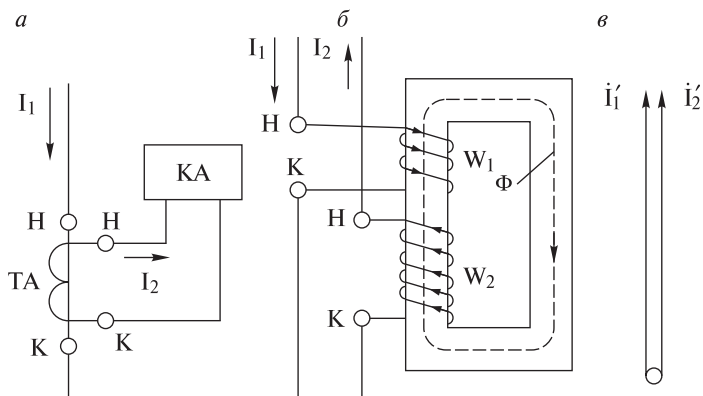


Рис. 3.22. Условное обозначение ТТ (а); разметка обмоток ТТ (б) и векторная диаграмма (в)

Если пренебречь намагничивающим током (идеальный трансформатор), то $\dot{F}_{\text{нам}} = 0$,

$$\dot{I}_1 W_1 - \dot{I}_2 W_2 = 0 \quad (3.3)$$

$$\dot{I}_2 = \dot{I}_1 (W_1 / W_2) = \dot{I}'_1, \quad (3.4)$$

где \dot{I}'_1 — первичный ток ТТ, приведенный ко вторичной обмотке.

Токи \dot{I}_2 и \dot{I}'_1 равны по величине и совпадают по фазе, т.е. могут быть изображены одним вектором.

ТТ работает обычно в режиме, близком к режиму КЗ, так как сопротивление нагрузки значительно меньше внутреннего сопротивления ТТ, приведенного ко вторичной обмотке. Следовательно, ТТ — источник тока, размыкание вторичной обмотки которого недопустимо, так как при этом резко возрастает магнитный поток в стали сердечника и ТТ перегревается. Кроме того, появляется большое напряжение во вторичной обмотке, опасное для устройств РЗ и обслуживающего персонала.

Поскольку ТТ не идеальный, а реальный источник тока, то вторичный ток \dot{I}_2 не вполне соответствует \dot{I}'_1 (т.е. не равен \dot{I}'_1). Согласно схеме замещения и векторной диаграмме (рис. 3.23, а, б) напряжение на зажимах вторичной обмотки ТТ

$$\dot{U}_2 = (\dot{R}_{\text{нагр.}} + jX_{\text{нагр.}})\dot{I}_2, \quad (3.5)$$

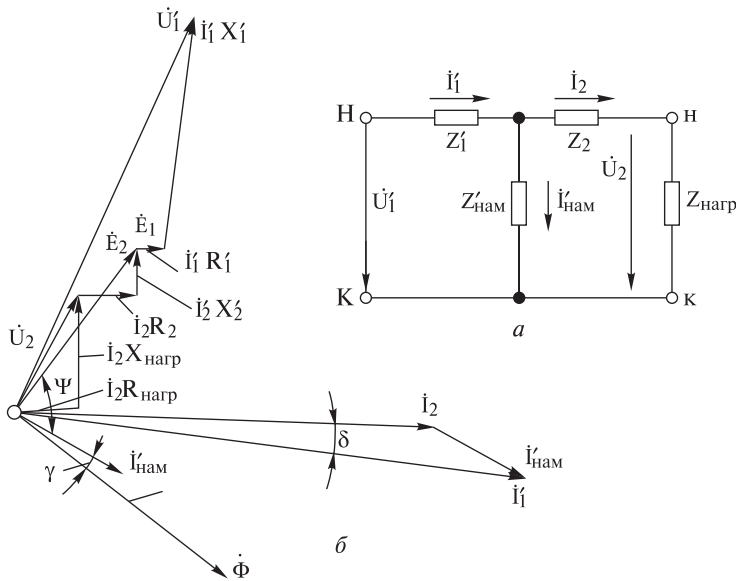


Рис. 3.23. Схема замещения (а) и векторная диаграмма токов и напряжений ТТ (б)

а ЭДС, индуцируемые в первичной и вторичной обмотках

$$\dot{E}_2 = \dot{E}_1 = \dot{U}_2 + (R_2 + jX_2)\dot{I}_2. \quad (3.6)$$

Магнитный поток в сердечнике $\dot{\Phi}$ отстает от \dot{E}_1 на 90° , определяется намагничивающим током $\dot{I}'_{\text{нам}}$, проходящим в схеме замещения через сопротивление цепи намагничивания

$$Z'_{\text{нам}} = R'_{\text{нам}} + jX'_{\text{нам}}. \quad (3.7)$$

Намагничивающий ток $\dot{I}'_{\text{нам}}$ отстает от ЭДС \dot{E}_1 на угол сопротивления цепи намагничивания ψ . В конечном счете приведенное значение первичного тока

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

Таким образом, вторичный ток ТТ, поступающий в измерительный орган защиты, не пропорционален первичному току защищаемого объекта. Чтобы не допустить неправильного срабатывания РЗ из-за неточного преобразования первичного тока защищаемого объекта, к ТТ, как преобразователю тока, предъявляют определенные требования по точности. Учитывает-

ся это следующими погрешностями: токовой, полной и угловой. Токовая погрешность в %

$$\varepsilon_1 = \frac{I_2 - I_1 / k_T}{I_1 / k_T} 100 = \left(\frac{I_2}{I_1 / k_T} - 1 \right) 100, \quad (3.9)$$

где k_T — коэффициент трансформации ТТ.

Токовая погрешность зависит от кратности первичного тока, т.е. $m = I_1 / I_{1\text{НОМ}}$, где I_1 — фактический первичный ток, а $I_{1\text{НОМ}}$ — паспортное номинальное значение тока ТТ (рис. 3.24). При увеличении m магнитный сердечник ТТ насыщается и токовая погрешность возрастает. Характерной для ТТ является кратность m_{10} , при которой $\varepsilon_1 = 10\%$. Дальнейшее увеличение m приведет к резкому росту погрешности.

Полная погрешность

$$\varepsilon = \frac{100}{I_1} \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T (k_T I_2 - I_1)^2 dt}, \quad (3.10)$$

где I_1 — действующее значение первичного тока; $T = 0,02$ с — период промышленной частоты.

Полная погрешность учитывает наличие в I_2 и $I_{\text{НОМ}}$ высших гармоник, возникающих в связи с насыщением стали ТТ.

Угловая погрешность также определяется намагничивающим током и характеризует фазовый сдвиг между первичным и вторичным токами.

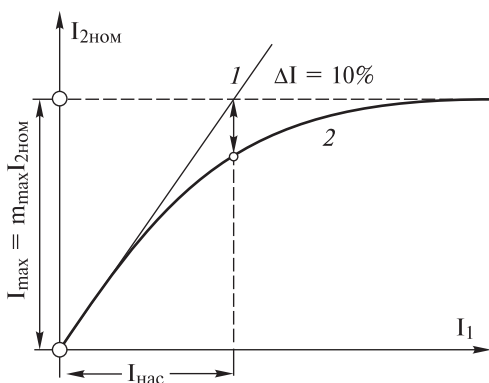


Рис. 3.24. Зависимость вторичного тока ТТ от первичного:

1 — вторичный ток идеального ТТ — $I_2 = I_1 / k_T$; 2 — фактический вторичный ток

Угловая погрешность при $\epsilon \leq 10\%$ составляет несколько электрических градусов, что для релейных защит вполне приемлемо.

Значение намагничивающего тока, а следовательно, и погрешность ТТ зависит от сопротивления нагрузки во вторичной цепи. Допустимое значение сопротивления нагрузки $Z_{\text{нагр. доп}}$

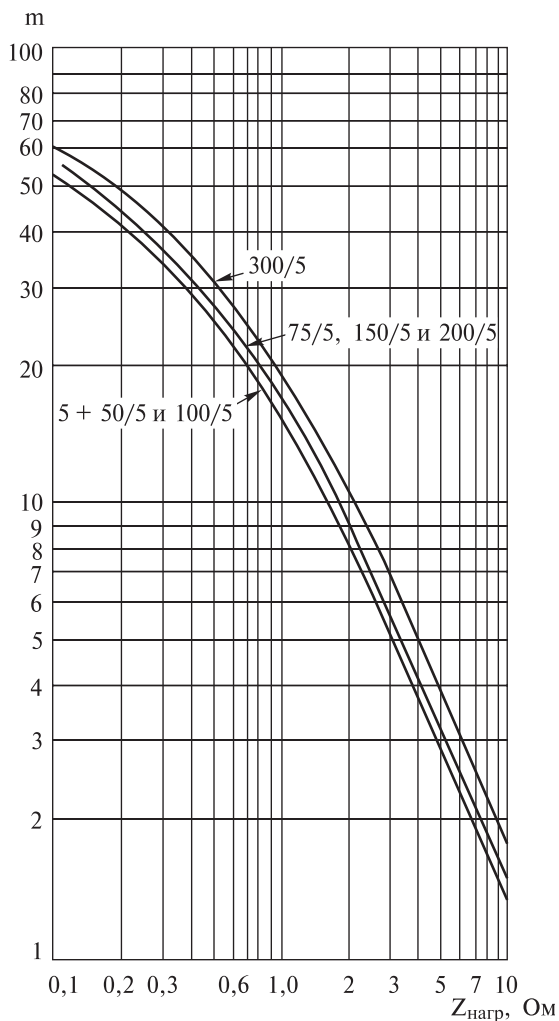


Рис. 3.25. Кривые 10%-й погрешности ТТ типа ТПФ на 6–10 кВ для сердечников класса 1

определяется по зависимостям $m_{10} = f(Z_{\text{нагр}})$, предоставляемым заводом-изготовителем для каждого типа ТТ (m_{10} — кратность первичного тока, соответствующая при данном значении $Z_{\text{нагр}}$ полной погрешности $\varepsilon = 10\%$).

Используя эти зависимости, кривые предельной кратности, можно подобрать ТТ, способные питать схему релейной защиты с $\varepsilon \leq 10\%$ в условиях срабатывания защиты (рис. 3.25).

Если задан тип ТТ, то, используя кривые предельной кратности, определяют допустимое значение сопротивления вторичной нагрузки. Исходя из этого подбирают исполнительное реле так, чтобы общее суммарное сопротивление реле, соединительных проводов и других элементов не превышало $Z_{\text{нагр. доп}}$.

Схемы соединения трансформаторов тока

Типовые схемы соединения ТТ, применяемые для питания цепей релейной защиты, существенно влияют на качество защиты и выбор ее уставки. Влияние вызвано тем, что ток исполнительного реле I_p и ток в фазе I_ϕ неодинаковы.

При выборе уставок защиты это учитывается коэффициентом схемы

$$k_{\text{сх}} = I_p / I_\phi. \quad (3.11)$$

Схема соединения ТТ — «полная звезда». При такой схеме вторичные обмотки трансформаторов тока, установленные во всех фазах, и реле соединены в звезду, а их нулевые точки связаны одним нулевым проводом. Схема соединения и токораспределение приведены на рис. 3.26, а. Значения токов в реле КА1; КА2 и КА3 соответственно будут:

$$I_a = I_A / k_T; \quad I_b = I_B / k_T; \quad I_c = I_C / k_T,$$

а в нулевом проводе — $I_a + I_b + I_c = 0$, что характерно для симметричного режима.

В случае двухфазного КЗ ток появится только в реле поврежденных фаз, а так как эти токи равны и противоположно направлены, то сумма токов также будет равна нулю (рис. 3.27).

В реальных условиях из-за различия характеристик и погрешностей ТТ сумма вторичных токов не равна нулю и в нулевом

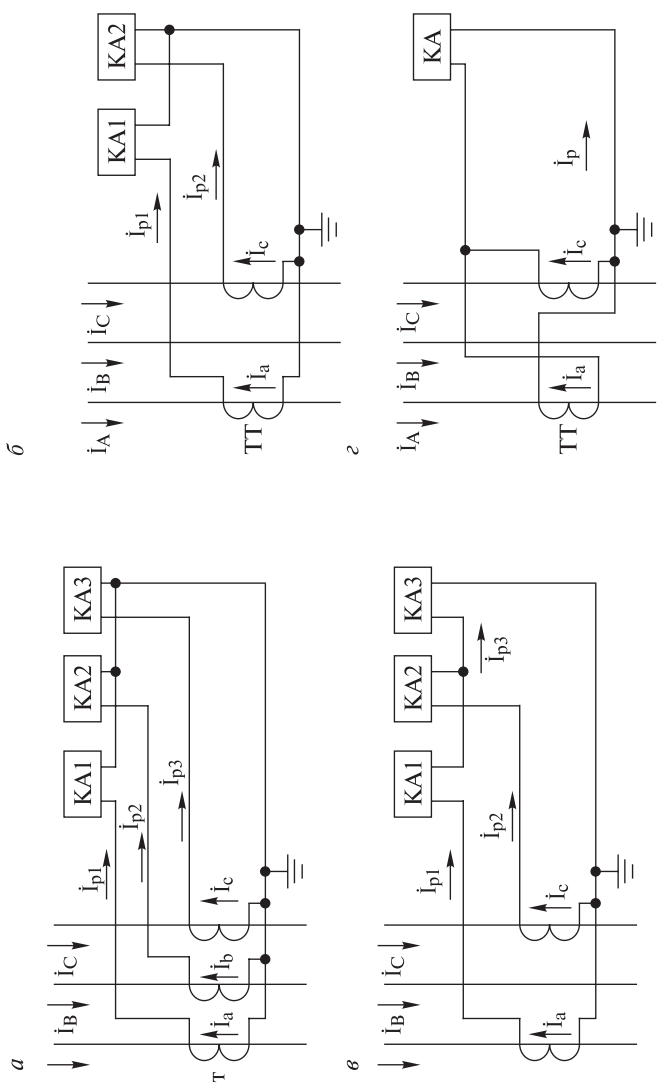


Рис. 3.26. Схемы соединения ТТ и реле

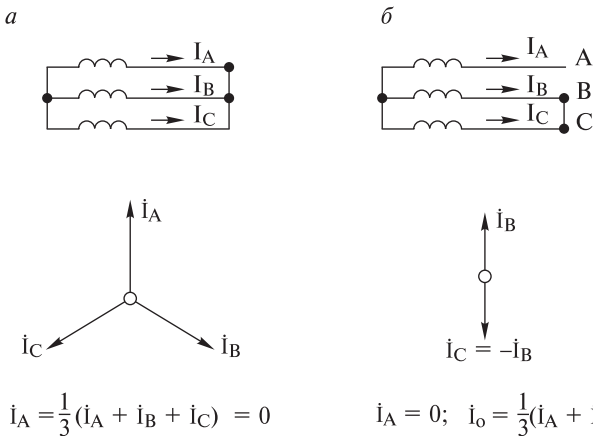


Рис. 3.27. Векторная диаграмма токов:
a — при трехфазном КЗ; *б* — при двухфазном КЗ

проводе протекает ток небаланса $I_{нб}$, составляющий 0,01–0,2 А. При КЗ в связи с увеличением тока намагничивания возрастает ток небаланса.

Нулевой провод при «полной звезде» является фильтром токов нулевой последовательности, токи прямой и обратной последовательностей в нулевом проводе не проходят (рис. 3.28, *a*), так как сумма векторов тока равна нулю (рис. 3.28 *б, в*). Токи же нулевой последовательности совпадают по фазе, поэтому в нулевом проводе проходит утроенное значение этого тока $I_{н. пр} = 3I_o$ (рис. 3.28).

При такой схеме соединения реле, установленные в фазах, реагируют на все виды КЗ; ток в реле равен току фазы, поэтому коэффициент схемы $k_{сх} = 1$.

Схема соединения ТТ — «неполная звезда». При такой схеме реле устанавливается в двух фазах. Согласно токораспределению (см. рис. 3.26, *б*) для нормального режима и режима трехфазного КЗ следует, что токи $I_a = I_A/k_T$ и $I_c = I_C/k_T$, а геометрическая сумма токов в обратном проводе

$$\dot{I}_{об} = -(\dot{I}_a + \dot{I}_c). \quad (3.12)$$

Исходя из векторной диаграммы (см. рис. 3.27, *a*), ток в обратном проводе равен току отсутствующей фазы, т.е. $I_{об} = I_b$.

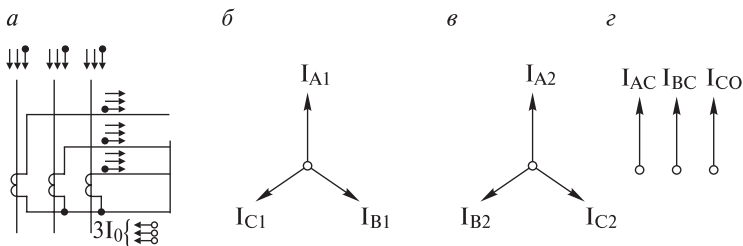


Рис. 3.28. Токи симметричных составляющих в схеме соединения «звезда»: *a* — токораспределение в схеме; *б–г* — векторы токов прямой, обратной и нулевой последовательностей

При КЗ между фазами А и С, где установлены ТТ, ток в обратном проводе равен нулю (см. рис. 3.27, *б*); при замыкании между фазами АВ и ВС соответственно $\dot{I}_{0б} = I_a$ и $\dot{I}_{0б} = I_c$.

В случае однофазного замыкания на землю одной из фаз, где установлен ТТ, во вторичной обмотке и реле появляется ток КЗ. При замыкании на землю фазы, в которой ТТ не установлен (фаза В), ток в схеме защиты не появится; следовательно, схема неполной звезды реагирует не на все случаи однофазного КЗ и поэтому применяется для защит от междуфазных повреждений. Коэффициент схемы $k_{cx} = 1$.

Схема соединения ТТ в «треугольник», а обмоток реле — в «звезде». При данной схеме (рис. 3.29) в каждом реле проходит ток, равный геометрической разности токов двух фаз:

$$\dot{I}_I = \frac{\dot{I}_A}{k_T} - \frac{\dot{I}_B}{k_T}; \quad \dot{I}_{II} = \frac{\dot{I}_B}{k_T} - \frac{\dot{I}_C}{k_T}; \quad \dot{I}_{III} = \frac{\dot{I}_C}{k_T} - \frac{\dot{I}_A}{k_T} \quad (3.13)$$

Из векторной диаграммы вторичных токов (рис. 3.30) видно, что при нагрузке и трехфазном КЗ в реле проходит линейный ток, в $\sqrt{3}$ раз больший тока фазы, но сдвинутый относительно него по фазе на 30° .

Так как токи КЗ проходят при всех видах коротких замыканий, то защиты при такой схеме реагируют на все виды КЗ. В основном такие схемы соединения используются для дифференциальных и дистанционных защит. При трехфазных симметричных режимах коэффициент схемы

$$k_{cx} = \frac{I_p}{I_\phi} = \frac{\sqrt{3}I_\phi}{I_\phi} = \sqrt{3}. \quad (3.14)$$

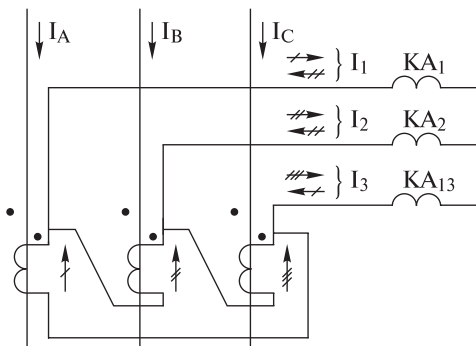


Рис. 3.29. Схема соединения обмоток ТТ в «треугольник», а обмоток реле — «в звезду»

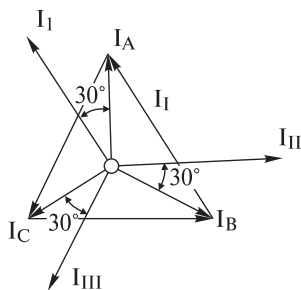


Рис. 3.30. Векторная диаграмма вторичных токов

Схема «неполной звезды» с реле в обратном проводе. Такая схема с реле в обратном проводе (см. рис. 3.26, в) или без него нашла широкое распространение в токовых защитах линий напряжением до 35 кВ включительно. Через реле КАЗ, включаемый в обратный провод, проходит сумма вторичных токов фаз А и С или (при междуфазных КЗ) ток фазы В с обратным знаком

$$\dot{I} = \dot{I}_a + \dot{I}_c = \dot{I}_b. \quad (3.15)$$

Кроме преимуществ схемы неполной звезды, такая схема обладает чувствительностью схемы «полная звезда» при двухфазных КЗ. Коэффициент схемы $k_{cx} = 1$.

Схема с двумя трансформаторами и реле, включенным на разность токов двух фаз. Реле на разность токов двух фаз включается согласно рис. 3.26, г. Для данного примера ток в реле

$$\dot{I}_p = \frac{\dot{I}_A}{k_T} - \frac{\dot{I}_C}{k_T} = \dot{I}_a - \dot{I}_c. \quad (3.16)$$

В нормальном режиме и при трехфазном КЗ геометрическая разность токов $\dot{I}_a - \dot{I}_c$ в $\sqrt{3}$ раз больше тока фазы.

При двухфазных КЗ ток в реле будет зависеть от того, какие фазы повреждены. При двухфазовом КЗ между фазами А и С ток $\dot{I}_C = \dot{I}_A$. С учетом этого ток в реле

$$\dot{I}_p = 2\dot{I}_A/k_T = 2\dot{I}_a,$$

т.е. в реле проходит удвоенный фазный ток.

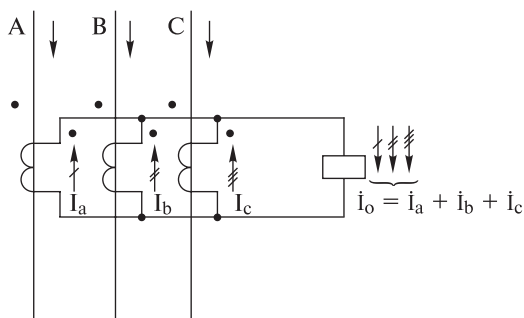


Рис. 3.31. Схема соединения ТТ в фильтр токов нулевой последовательности

При КЗ между фазами А и С или С и В в реле будет проходить ток \dot{I}_a или \dot{I}_c .

Коэффициент схемы при симметричных режимах

$$k_{сх} = \frac{I_p}{I_{ТТ}} = \frac{\sqrt{3}I_{ТТ}}{I_{ТТ}} = \sqrt{3}. \quad (3.17)$$

Такая схема включения широко используется в сетях напряжением до 10 кВ, где силовые трансформаторы, как правило, имеют схему соединения «звезда — звезда с нулем».

Схема соединения трансформаторов тока в фильтр токов нулевой последовательности. При такой схеме вторичные обмотки соединяются параллельно, а к ним подключается обмотка реле (рис. 3.31). Из распределения токов видно, что включение реле по такой схеме равносильно включению его в нулевой провод звезды, т.е. $I_p = 3I_o$. Таким образом, рассматриваемая схема является фильтром токов нулевой последовательности и поэтому применяется в схемах защит, реагирующих на однофазные и двухфазные КЗ на землю.

Трансформаторы напряжения и схемы их соединения

Трансформаторы напряжения (ТН), как и трансформаторы тока, защищают изоляцию реле и цепей вторичной коммутации от высокого напряжения и позволяют вне зависимости от первичного номинального напряжения получать стандартную величину вторичного напряжения — 100 В.

Как следует из векторной диаграммы (рис. 3.32), во вторичной цепи протекает ток I_2 , а первичный ток возрастает по сравнению с х.х. и становится равным \dot{I}_1 . Эти токи создают падение напряжения $\Delta\dot{U}$ в первичной и вторичной обмотках, которое определяет напряжение \dot{U}_2

$$\dot{U}_2 = \dot{U}'_1 - \Delta\dot{U}. \quad (3.18)$$

Из векторной диаграммы следует также, что вторичное напряжение отличается от первичного не только по величине, но и по фазе, в связи с чем ТН имеет две погрешности;

1) погрешность в % по величине вторичного напряжения

$$\Delta U = [(k_n U_2 - U_1)/U_1] 100; \quad (3.19)$$

2) погрешность, соответствующая углу δ между векторами напряжения \dot{U}'_1 и \dot{U}_2 .

Значения погрешности ТН зависят от величины падения напряжения, возрастающей с увеличением нагрузки (I_2).

В условиях эксплуатации ТН работает с различными погрешностями, объединяемыми ГОСТом в четыре класса точности: 0,2; 0,5; 1 и 3 (погрешность в %). Номинальные параметры ТН соответствуют определенному классу точности.

Реле защиты включаются на фазные и междуфазные напряжения, а также напряжения нулевой и обратной последовательности. Для этой цели используются одно- и трехфазные трансформаторы, а также фильтры напряжения нулевой последовательности. В этом случае трансформаторы имеют различные схемы соединения (рис. 3.33).

Устройства защиты серии SEPAM как и другие защитные устройства используются в качестве первичных источников информации о защищаемом оборудовании различные масштабные измерительные преобразователи в виде датчиков фазного тока, датчиков-торов для измерения токов замыкания на землю и трансформатор напряжения. Эти устройства уменьшают измеряемую величину (например, 600/5А), осуществляют гальваническую развязку и являются источниками питания для измерительных приборов и защиты.

Различают два вида датчиков фазного тока: трансформаторы тока (ТТ) (рис. 3.34), датчики тока типа ЛРСТ (ТТ с выходом

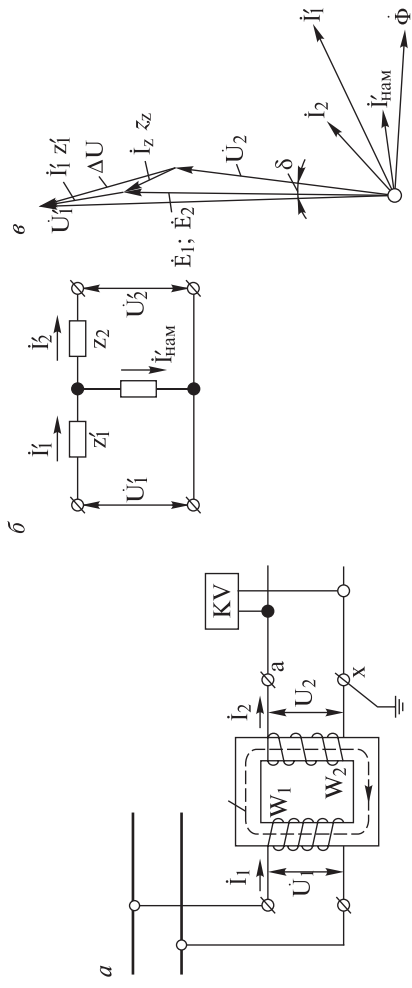


Рис. 3.32. Схемы трансформатора напряжения (*а*), замещений (*б*) и векторная диаграмма (*в*)

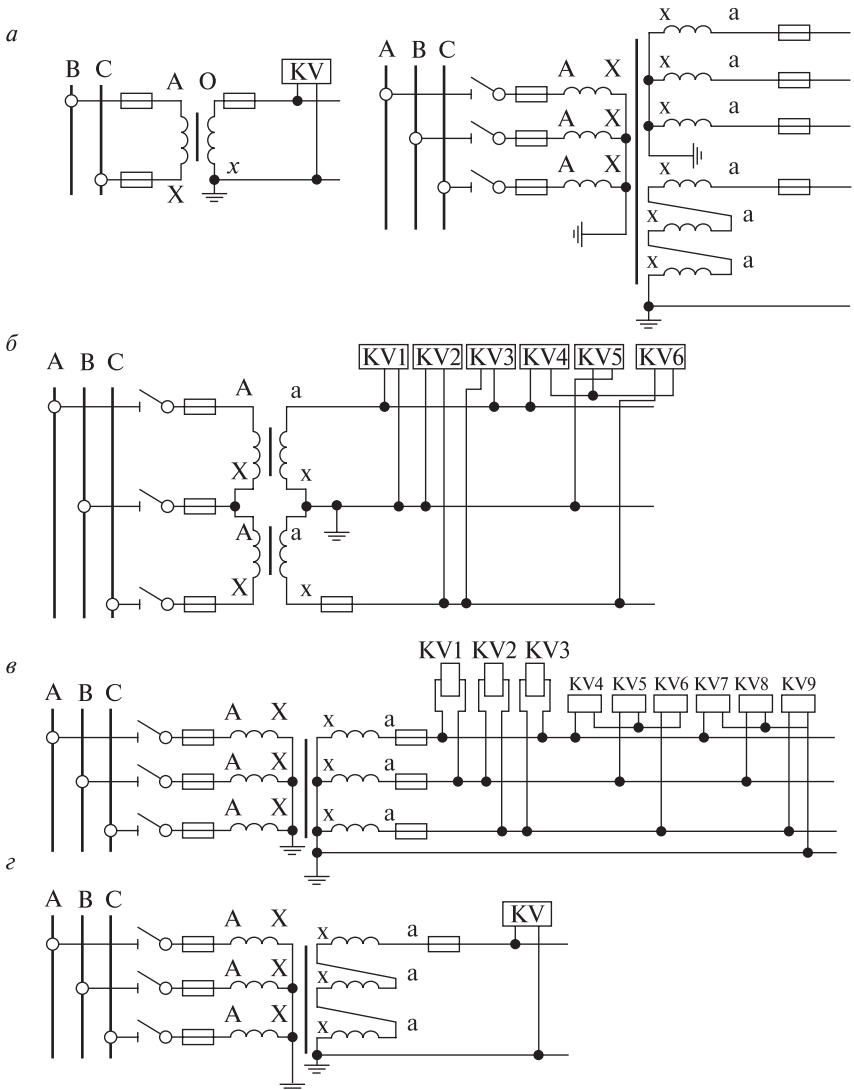


Рис. 3.33. Схемы соединения обмоток трансформаторов напряжения:
а — НТМИ-6(10); *б* — НОМ-6(10); *в* — схема питания реле напряжения при «полной звезде»; *г* — то же при «открытом треугольнике»

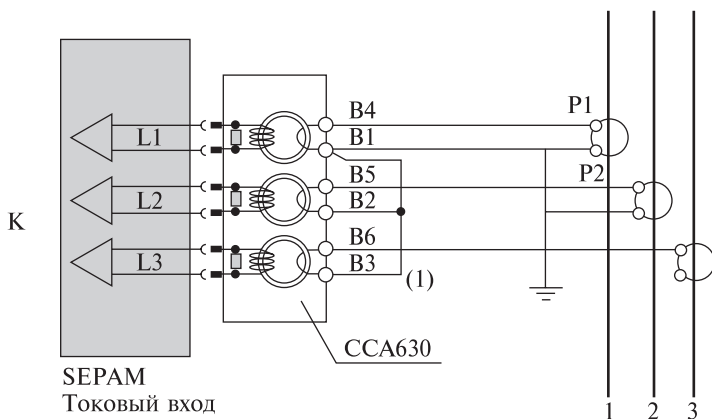


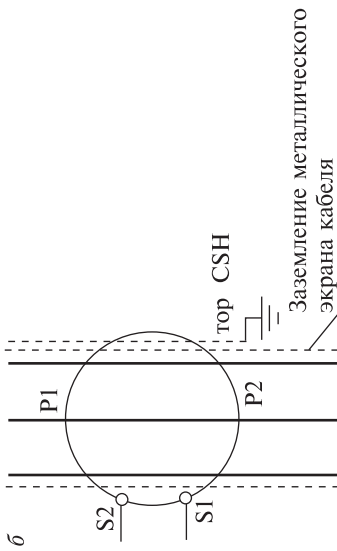
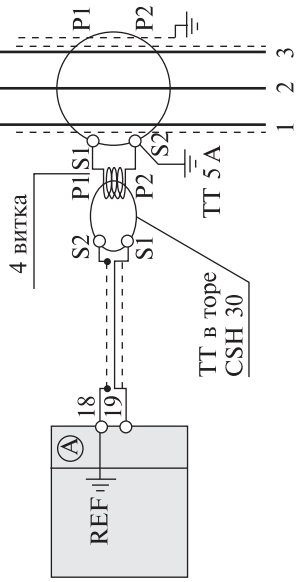
Рис. 3.34. Подключение SEPAM к трансформаторам тока ТТ 1 А или 5 А с помощью специального разъема CCA630

в виде напряжения). У ТТ магнитопровод соединяет первичную и вторичную цепь. Если первичная цепь состоит из нескольких витков, то это устройство обмоточного типа: если проводник проходит через ТТ, то это прибор шинного типа или проходной трансформатор (типа ТПШ), либо тор, когда первичная цепь образована изолированным кабелем (торы CSH-30, CSH-120, CSH-200; рис. 3.35).

Данные трансформаторов тока позволяют знать: 1) установленный уровень изоляции ТТ (наибольшее напряжение, которое выдерживает первичная цепь ТТ), максимальное импульсное испытательное напряжение и максимальное одноминутное испытательное напряжение промышленной частоты; 2) установленный коэффициент трансформации; 3) точность, характеризующую предельным коэффициентом точности (FLP); 4) номинальную вторичную мощность; 5) кратковременный ток термической и электродинамической стойкости.

Для этой системы используются ТТ классов Р, PR и РХ. Класс РХ выбирают исходя из характеристики ТТ по «напряжению точки перегиба», сопротивлению вторичной цепи (вторичной нагрузки) и намагничивающему току (рис. 3.36, а, б). Для анализа в этом случае очень важна характеристика ТТ в режиме насыщения (рис. 3.36, б). Насыщение трансформатора происходит при подаче на ТТ первичного тока большой силы.

а



Заземление
экрана кабеля

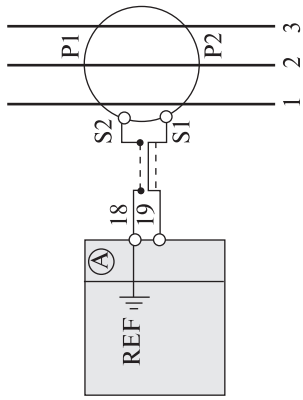


Рис. 3.35. Схема подключения к тору CSH30 (а) и CSH120(200) (б)

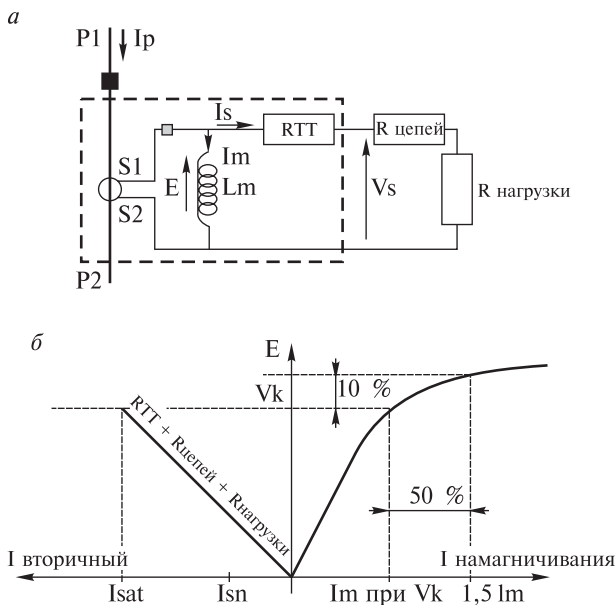


Рис. 3.36. Эквивалентная схема вторичной цепи трансформатора тока (а) и кривая намагничивания ТТ (б)

В этом случае вторичный ток не пропорционален первичному. В результате резко возрастает погрешность по току, соответствующая току намагничивания. Характеристику ТТ определяют по напряжению (ЭДС) точки перегиба — эта характеристика соответствует точке кривой намагничивания трансформатора тока, для которого увеличение на 10% ЭДС требует увеличения намагничивающего тока I_m на 50%. Характеристика вторичной цепи ТТ может быть представлена уравнением:

$$(R(TT) + R_{цепей}) \cdot FLP \cdot (I_{sn})^2 = \text{const.} \quad (3.20)$$

где $R(TT)$ — сопротивление трансформатора тока; $R_{цепей}$ — сопротивление вторичных цепей; FLP — предельный коэффициент точности; I_{sn} — вторичный ток.

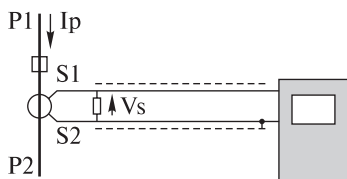
$$I_{sat} = FLP \cdot I_{sn}. \quad (3.21)$$

Характеристики ТТ для максимальной токовой защиты в фазах и для дифференциальной защиты приведены в [].

Датчики фазного тока — ТТ низкой мощности типа LPCT (low power current transducers) являются специальными датчиками тока с прямым выходом в виде напряжения (рис. 3.37, а). Датчики характеризуются максимальным первичным током (до 1250 А), номинальным первичным током ($I_{рн} = 100$ А), номинальным напряжением вторичной обмотки $U_{сн} = 22,5$ мВ и классом точности: 95% при токах 100–1250 А; 0,75% — при 20 А; 1,5% — при 5 А.

Характеристики защиты по классу точности представлены на рис. 3.37, б.

а



б

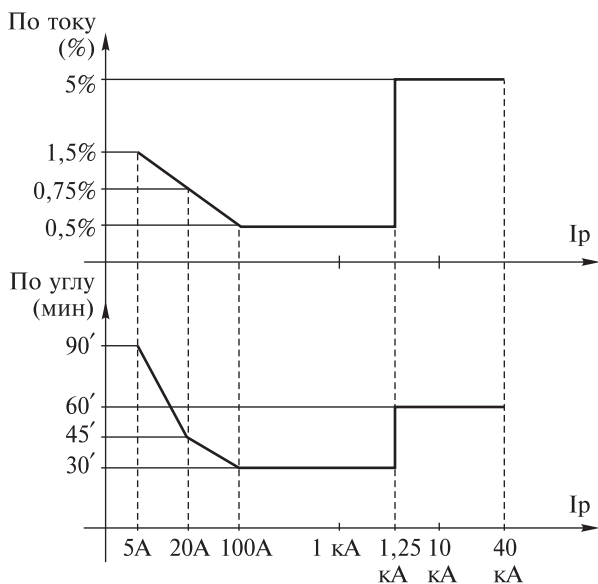
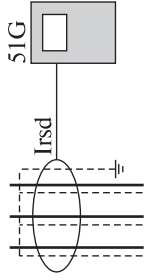


Рис. 3.37. Трансформатор тока типа LPCT и характеристика класса точности

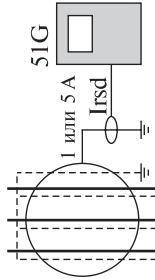
а



Прямое измерение с помощью специального тора нулевой последовательности, подключенного непосредственно к реле защиты, тор представляет собой трансформатор, охватывающий токопроводящие провода и непосредственно создающий ток нулевой последовательности

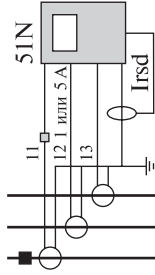
Тор может также устанавливаться на доступном заземлении нейтрали. Достигается высокая точность измерения; обеспечивается возможность использования очень низкой уставки обнаружения – порядка нескольких ампер.

б



Дифференциальное измерение с помощью обычного тора в виде ТТ, охватывающего токопроводящие провода и создающего ток нулевой последовательности; специальный тор нулевой последовательности используется в качестве адаптера для соединения с реле защиты

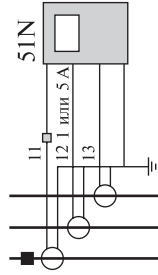
Тор в виде ТТ может устанавливаться с помощью адаптера на доступном заземлении нейтрали. Достигается хорошая точность измерения, и обеспечиваются большие возможности выбора ТТ.



Измерение токов в трех фазах пофазно с помощью трансформатора тока и измерение тока нулевой последовательности с помощью специального тора.

На практике, уставки тока нулевой последовательности должны быть следующими:

- $I_{s0} \geq 10\% I_n$ TT при использовании защиты с постоянной выдержкой времени;
- $I_{s0} \geq 5\% I_n$ TT при использовании защиты с зависимой выдержкой времени



Вычисление на основании результатов измерения тока в трех фазах пофазно с помощью трансформатора тока

- Ток нулевой последовательности вычисляется с помощью реле защиты
- Точность измерения обусловлена погрешностями: это сумма погрешностей при измерении с помощью трансформаторов тока и характеристик насыщения вычисляемого тока

На практике, регулировка уставок защиты от замыканий на земле должна осуществляться в соответствии со следующими условиями:

- $I_{s0} \geq 30\% I_n$ TT при использовании защиты с постоянной выдержкой времени (10% InTT при использовании реле защиты с подавлением 2-й гармоники)
- $I_{s0} \geq 5\% I_n$ TT при использовании защиты с зависимой выдержкой времени

Рис. 3.38. Схемы подключения трансформаторов тока, специальных торов нулевой последовательности и торов-адаптеров для измерения тока нулевой последовательности (тока утечки)

Для измерения тока утечки или тока нулевой последовательности ($\bar{I}_{rsd} = 3\bar{I}_0 = \bar{I}_1 + \bar{I}_2 + \bar{I}_3$) используют измерительные датчики в виде тороидального ТТ, с которого ток утечки подается сразу на защиту 51G; в виде тора ТТ и тора-адаптера; трехфазных ТТ и тора-адаптера, а также трех трансформаторов тока, по показаниям которых определяется ток утечки (рис. 3.38, *а, б, в, г*).

В системе SEPAM для измерения и защиты используются также трансформаторы напряжения. Соединяются ТН по схеме «звезда» и «открытый треугольник» (рис. 3.39, *а, б*). Характеризуются они следующими величинами: 1) частотой сети 50 или 60 Гц; 2) напряжениями: для первичной обмотки — напряжение сети, для вторичной — 100 В, $100/\sqrt{3}$, 110 и $110/\sqrt{3}$ в зависимости от схемы соединения; 3) полной мощностью для

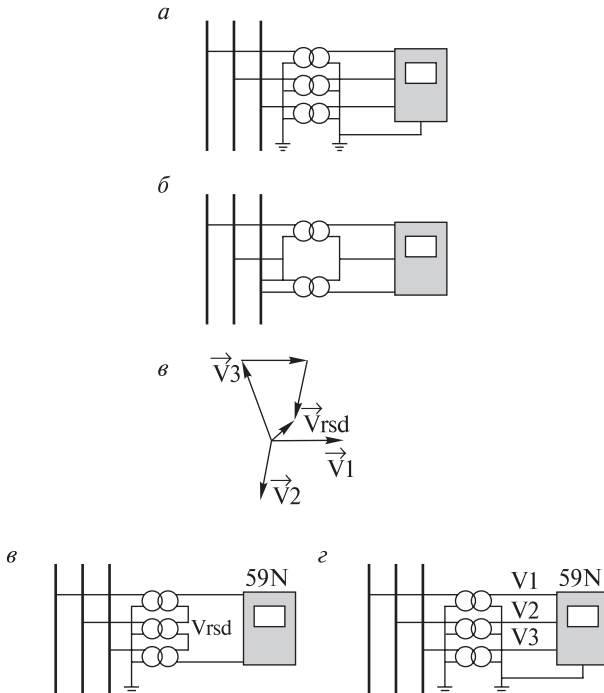


Рис. 3.39. Схемы соединения трансформаторов напряжения:

а — «звезда»; *б* — «открытый треугольник»; *в* — схема изменения напряжения нулевой последовательности V_{rsd} ; *г* — вычисление напряжения нулевой последовательности по измеренным V_1, V_2, V_3 ; *д* — векторная диаграмма V_{rsd}

номинального напряжения и присоединенной номинальной нагрузкой; 4) классом точности по коэффициенту напряжения и фазовому сдвигу.

Используют несколько схем для измерения: 1) три трансформатора, соединенные по схеме «звезда» (рис. 3.39, а), когда требуется один изолированный провод для каждого трансформатора. При этом коэффициент трансформации

$$k_T = \frac{U_n / \sqrt{3}}{100\sqrt{3}}; \quad (3.22)$$

2) два трансформатора тока, соединенные по схеме «открытый треугольник». Коэффициент трансформации — $U_n/100$.

В режиме с изолированной нейтралью для устранения возникновения феррорезонанса нагрузка должна быть между фазой и нейтралью у всех трансформаторов напряжения.

Напряжение нулевой последовательности, характеризующее потенциал нейтрали по отношению к земле, будет равно геометрической (векторной) сумме трех напряжений по отношению к земле:

$$\bar{U}_{rsd} = 3\bar{U}_o = \bar{U}_1 + \bar{U}_2 + \bar{U}_3. \quad (3.23)$$

Напряжение нулевой последовательности можно измерить с помощью трех ТН, первичные обмотки которых соединены по схеме «звезда», а вторичные — по схеме «открытый треугольник» (рис. 3.39, в) и с помощью реле напряжения, каждое из которых питается от своего ТН, первичные и вторичные обмотки которых соединены по схеме «звезда» (рис. 3.39, г).

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Каковы элементы в цепях релейной защиты?
2. Какова обобщенная структура устройств релейной защиты?
3. Каковы функции реле в цепях РЗ?
4. Чем отличается реле VIP-300 от электромеханического реле?
5. В каких случаях используются схемы прямого и косвенного действия?
6. Источники оперативного тока в цепях РЗ.
7. Схемы соединения трансформаторов тока и влияние их на коэффициент схемы.
8. Схемы подключения источников питания к модулям SEPAM.

Глава 4

УСТРОЙСТВА SEPAM РАЗЛИЧНЫХ СЕРИЙ

4.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Комплекс устройств защиты и измерения SEPAM предназначен для работы в электрических сетях всех уровней напряжения и защиты электрооборудования и распределительных сетей. Различают устройства SEPAM+ серии 20, серии 40 и 80.

Для сведения пользователей в табл. 4.1 приведен перечень цифровых терминалов SEPAM, рекомендуемый для применения на различных защищаемых объектах. Пользуясь таблицей, для каждого элемента системы электроснабжения можно подобрать соответствующую серию с базовыми устройствами и модулями измерения.

В зависимости от используемых устройств различные серии выполняют максимальную токовую защиту и защиту от замыканий на землю с регулируемым временем возврата, переключением групп активных уставок и логической селективностью; защиту от замыканий на землю, отстроенную от тока включения трансформаторов; обнаружение несимметрии фаз; тепловую защиту RMS, учитывающую принудительное охлаждение и температуру окружающей среды; направленную защиту от замыканий на землю, работающую во всех режимах нейтрали — изолированной, резонансно-заземленной или компенсированной, защиту по напряжению и частоте; по скорости изменения частоты для быстрого отключения, направленную защиту в фазах с коррекцией по напряжению.

Система позволяет дистанционно управлять оборудованием с диспетчерского пункта, считывать данные измерений, аварийных сообщений, уставок защит, команд телеуправления

Перечень цифровых терминалов SEPAM

Серия SEPAM	Защищаемый объект	Измеряемые электрические величины		
		Токи	Напряжения	Спец. защиты
SEPAM 20	Подстанция	S20		
	Трансформатор	T20		
	Двигатель	M20		
	Сборные шины		B21 B22 (скорость изменения частоты)	
SEPAM 40	Подстанция	S40 S41 (с направленной защитой от ОЗЗ) S42 (с направленной защитой от междуфазных КЗ и ОЗЗ)		
	Трансформатор	T40 T42 (с направленной защитой от междуфазных КЗ и ОЗЗ)		
	Двигатель	M41		
	Генератор	G40		
SEPAM 80	Подстанция	S80 S81 (с направленной защитой от ОЗЗ) S82, S84 (с направленной защитой от междуфазных КЗ и ОЗЗ)		
	Трансформатор	T81 (с направленной защитой от ОЗЗ) T82 (с направленной защитой от междуфазных КЗ и ОЗЗ) T87 (с дифференциальной защитой трансформатора)		
	Двигатель	M 81 M87 (с дифференциальной защитой электродвигателя) M88 (с дифференциальной защитой блока «электродвигатель–трансформатор»)		
	Генератор	G82 G87 (с дифференциальной защитой генератора) G88 (с дифференциальной защитой блока «генератор–трансформатор»)		
	Сборные шины	B80 B83		
	Конденсатор	S86 (с контролем токового небаланса в блоках конденсаторов)		
<p><i>Обозначения:</i> S — электрические сети; Т — трансформаторы; М — электродвигатели; G — генераторы; В — сборные шины; С — конденсаторные установки.</p>				

выключателями и т.д.; позволяет производить диагностику сети и машин, коммутационных аппаратов, устройств защиты и дополнительных модулей по постоянному самотестированию, устройств отслеживания готовности.

Интерфейс «человек-машина» используется двух видов УМТ и ИММ, а программное обеспечение SFT 2841 на базе персонального компьютера позволяет доступ ко всем функциям SEPAM.

Система предлагает следующие функции измерения: фазный ток и ток нулевой последовательности; линейные и фазные напряжения; напряжения нулевой, прямой и обратной последовательности; частоты; активной, реактивной и полной мощности, коэффициент мощности фазовый сдвиг $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$; температуры; токов отключения; постоянной времени охлаждения; ток и время пуска, количество пусков; контроль ТТ и ТН и др. Подробно о функциях измерения изложено в [3]. Более подробно рассмотрены функции защиты, так как они широко используются в электрических сетях для защиты отдельных ее элементов от различных повреждений.

4.2. ФУНКЦИИ ЗАЩИТЫ

Функции защит рассматриваются на примере SEPAM+ серии 40, наиболее полно представившей всю гамму защит с добавлением функций серии 20.

Максимальная токовая в фазах (ANSI 50/51)

Максимальная токовая защита в фазах включает две группы защит по четыре элемента в каждой, т.е. группу А и В. Воспользоваться той или иной группой можно установкой соответствующего переключателя или с помощью дистанционного управления.

МТЗ — трехфазная и срабатывает, когда один, два или три фазных тока достигнут уставки срабатывания. О срабатывании защиты свидетельствует сигнализация, указывая поврежденную или поврежденные фазы. Данная защита с выдержкой времени: независимой или зависимой (рис. 4.1, а, б). Срабатывание защиты может быть обычным (SEPAM+20) или с подтверждением защитой по минимальному напряжению, максимальному

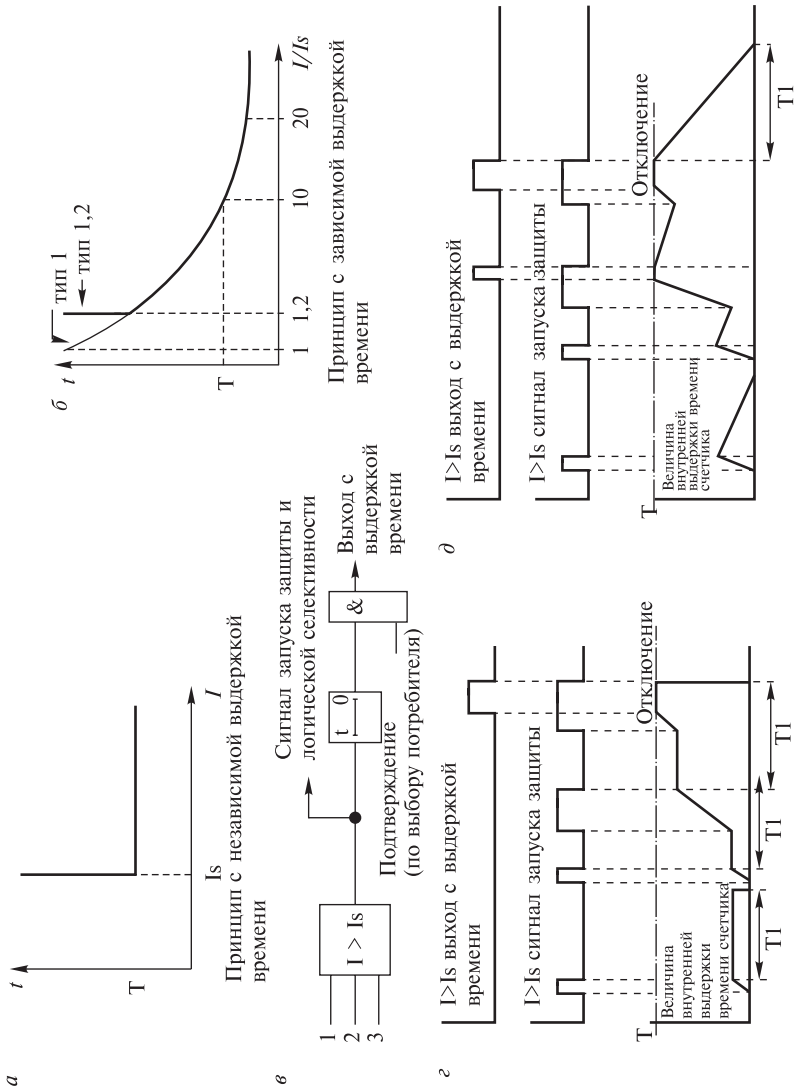


Рис. 4.1. Алгоритм работы (а), характеристика защиты (а, б) и характеристика времени отключения с временем удержания для независимой выдержки времени (в) и зависимой (д)

напряжению обратной последовательности (рис. 4.1, в). Уставка I_s соответствует вертикальной части асимптоты кривой, а время T — задержке времени для $10I_s$. Время отключения для значений I/I_s ниже 1,2 зависит от типа выбранной кривой (глава 3).

Функция защиты учитывает изменение тока в течение выдержки времени. Для токов с очень большой амплитудой защита имеет характеристику с постоянной выдержкой времени: если $I > 20I_s$, то время отключения соответствует двадцатикратному току уставки, а если ток $I > 40I_s$, то это соответствует 40-кратному номинальному току ТТ. Функция включает также время удержания T_1 — величину времени внутренней выдержки счетчика при независимой выдержке для всех кривых отключения, а для зависимой выдержки — для кривых МЭК, IEEE и IAS.

Серия 40 осуществляет функцию максимальной токовой защиты в фазах с коррекцией по напряжению, используемую для защиты генераторов [3].

Максимальная токовая защита в фазах (ANSI 50N/51N или SOG/51G)

Эта защита, как и предыдущая, включает две группы защит из 4 элементов. Эта защита — однофазная и срабатывает, когда ток замыкания достигнет тока уставки. Характеристика защиты для независимой выдержки представлена на рис. 4.2, а, а для зависимой — на рис. 4.2, б. Функция защиты учитывает изменения тока в течение выдержки времени: если $I_0 > 20I_{s0}$, то время отключения — это время, соответствующее $20I_s$; если $I_0 > 20I_{n0}$, то время отключения — это время, равное $20I_{n0}$, а при $I_0 > 40I_n$, то время отключения соответствует $40I_n$ (срабатывание по сумме фазных токов). Алгоритм работы защиты представлен на рис. 4.2, в, а характеристики времени отключения с временем удержания T_1 для независимой выдержки и зависимой соответственно на рис. 4.2, г и 4.2, д.

Защита от отказов выключателя (ANSI 50BF)

Защита предназначена для обнаружения неисправности выключателя, который не отключается по поданной команде.

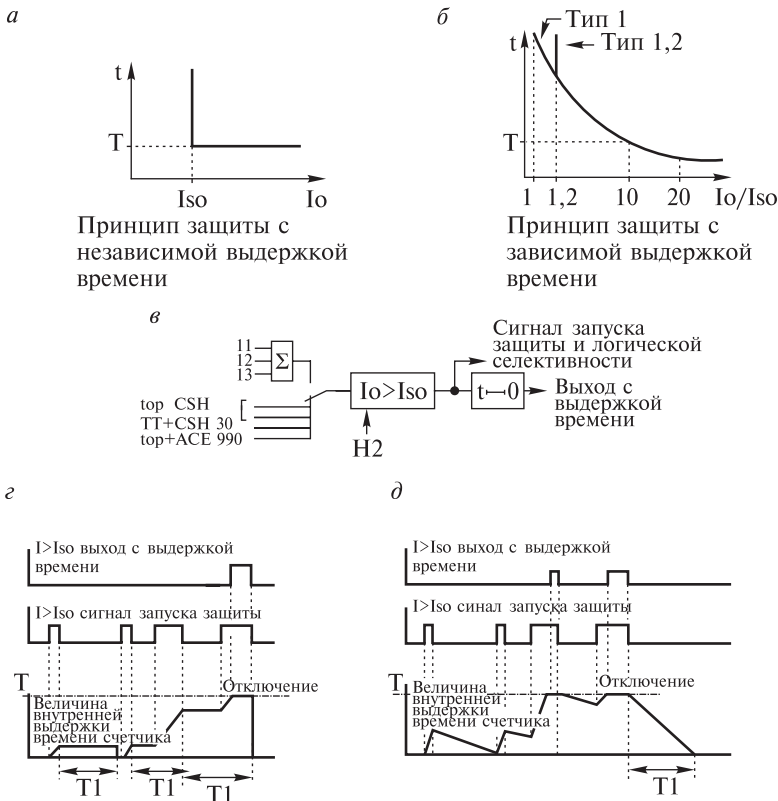
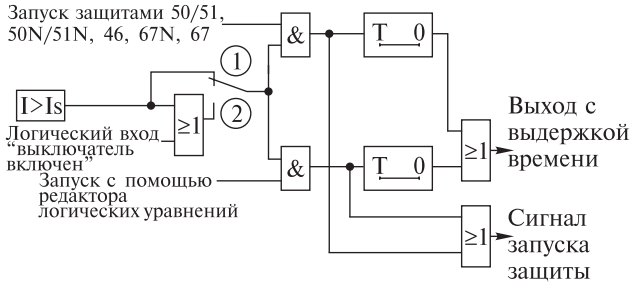


Рис. 4.2. Характеристики защиты (а, б), алгоритм работы (в) и характеристика времени отключения с временем удержания для независимой выдержки времени (з) и зависимой (д)

Эта защита допускается при подаче команды от максимальных токовых защит и контролирует исчезновение тока за время, установленное выдержкой времени T (рис. 4.3). Для автоматического запуска защиты используют функцию управления выключателем с помощью логики управления, или с помощью редактора (блока) логических уравнений. Эта функция защиты учитывает также положение выключателя, считываемое через логические входы, чтобы установить надежное отключение выключателя. Схема защиты выключателя и запуск ее от различных сигналов представлены на рис. 4.3, а. Пример регулировки выдержки времени приведен на рис. 4.3, б.

а



Регулировка: ① без учета положения выключателя
 ② с учетом положения выключателя

б

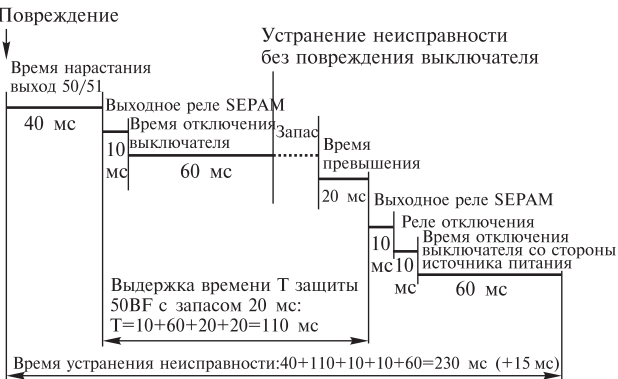


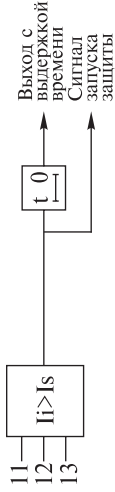
Рис. 4.3. Алгоритм работы защиты (а) и определение времени устранения неисправности выключателя (б):

- время нарастания выходного реле SEPAM — 10 мс;
- время отключения выключателя — 60 мс;
- время запоминания функции защиты от неисправности выключателя — 20 мс;
- запас времени — 20 мс

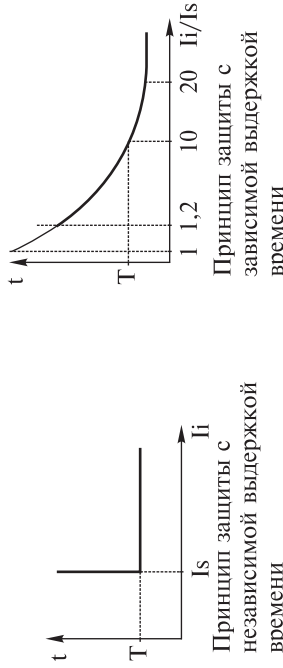
Максимальная защита обратной последовательности (ANSI 40)

Эта защита (рис. 4.4, а) срабатывает, когда составляющая обратной последовательности фазных токов станет больше уставки срабатывания. Выдержка времени может быть независимой или зависимой. Ток обратной последовательности I_i определяется по токам в трех фазах:

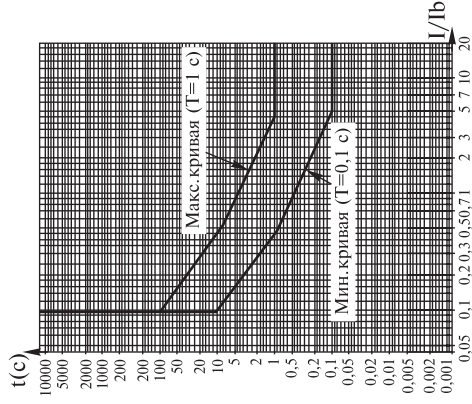
а



б



в



Ii (%Ib)	10	15	20	25	30	33,33	35	40	45	50	55	57,7	60	65	70	75
K	99,95	54,50	35,44	25,38	19,32	16,51	15,34	12,56	10,53	9,00	8,21	7,84	7,55	7,00	6,52	6,11
Ii (%Ib) (продолжение)	80	85	90	95	100	110	120	130	140	150	160	170	180	190	200	210
K (продолжение)	5,74	5,42	5,13	4,87	4,64	4,24	3,90	3,61	3,37	3,15	2,96	2,80	2,65	2,52	2,40	2,29
Ii (%Ib) (продолжение)	220	230	240	250	260	270	280	290	300	310	320	330	340	350	360	370
K (продолжение)	2,14	2,10	2,01	1,94	1,86	1,80	1,74	1,68	1,627	1,577	1,53	1,485	1,444	1,404	1,367	1,332
Ii (%Ib) (продолжение)	380	390	400	410	420	430	440	450	460	470	480	490	≥500			
K (продолжение)	1,298	1,267	1,236	1,18	1,167	1,154	1,13	1,105	1,082	1,06	1,04	1,02	1			

Рис. 4.4. Алгоритм работы максимальной защиты обратной последовательности (а), характеристики защиты (б, в), кривая отключения с зависимой выдержкой времени Schneider Electric (2) и таблица для определения коэффициента К

$$\bar{I}_i = \frac{1}{3} (\bar{I}_1 + a^2 \bar{I}_2 + a \bar{I}_3), \quad (4.1)$$

где $a = e^{j\frac{2\pi}{3}}$.

Если устройство SEPAM подключено к трансформаторам тока, установленным в двух фазах, то ток обратной последовательности определяется

$$|I_i| = \frac{1}{\sqrt{3}} |(\bar{I}_1 - a^2 I_3)|. \quad (4.2)$$

Эти формулы эквивалентны при отсутствии тока нулевой последовательности или тока замыкания на землю.

Характеристики защиты с независимой и зависимой выдержкой тока представлены на рис. 4.4, б, в.

Если пользоваться специально адаптированной кривой Schneider Electric, то кривые отключения определяются по уравнениям в зависимости от соотношения тока обратной последовательности к току защищаемого оборудования. Т соответствует выдержке времени для $I_i/I_b = 5$. При других соотношениях I_i/I_b пользуются уравнениями:

– для $I_s/I_b \leq I_i/I_b \leq 0,5$

$$t = \frac{3,19}{(I_i / I_b)^{1,5}} T, \quad (4.3)$$

– для $0,5 \leq I_i/I_b \leq 5$

$$t = \frac{4,64}{(I_i / I_b)^{0,96}} T, \quad (4.4)$$

– для $I_i/I_b > 5$

$$t = T. \quad (4.5)$$

Для определения времени отключения для различных значений тока обратной последовательности по кривым рис. 4.4, г определяют коэффициент К, соответствующий току обратной последовательности. Время отключения находят $t = KT$, где Т — уставка на кривой отключения.

Например: дана кривая отключения с уставкой $T = 0,3$ с. Определить время отключения при $1,6I_b$.

Решение: по таблице находим значение K для 160% Ib –
– $K = 2,96$. Время отключения $t = 0,3 \cdot 2,96 = 0,89$ с.

Максимальная фазная токовая защита направленная (ANSI 67)

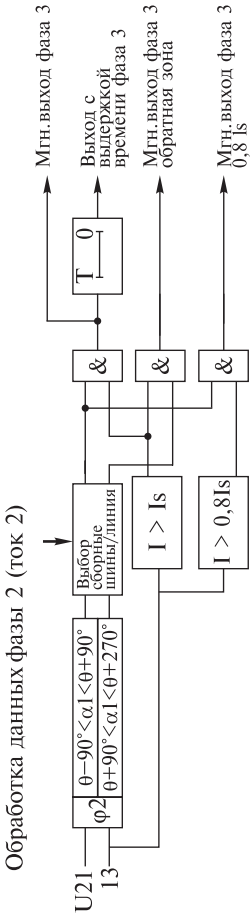
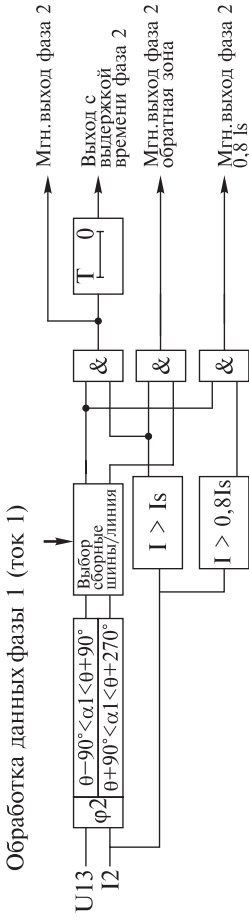
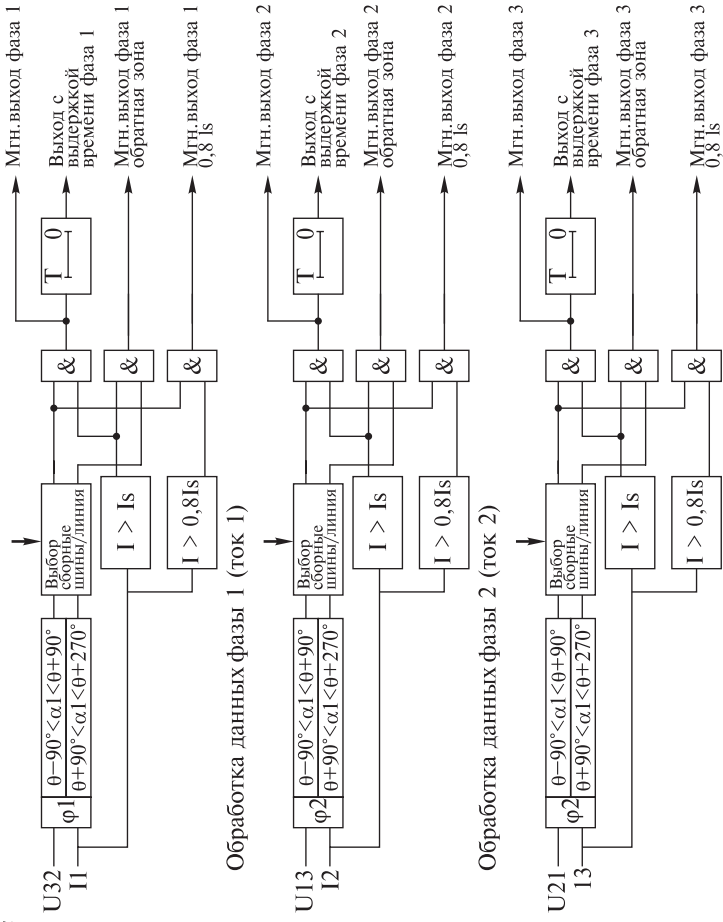
Защита является трехфазной, обеспечивающей максимальную токовую защиту в фазах с определением направления повреждения. Она срабатывает, если функция МТЗ в фазах активирована в определенном выбранном направлении (сборные шины или линия) для одной или трех фаз. Функция МТЗ направленной включает две группы защит из двух элементов. Алгоритм работы защиты представлен на рис. 4.5, а. Сигнализация, связанная со срабатыванием защиты, указывает одну или несколько поврежденных фаз. Защита работает с выдержкой времени.

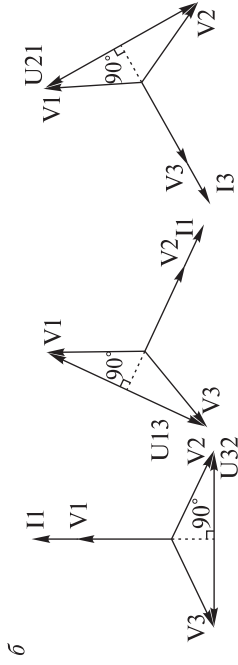
Направление тока определяется измерением его фазы по отношению к величине поляризации (направление) (рис. 4.5, б). Направление к сборным шинам или к линии указывается стрелками (рис. 4.5, в). Величиной поляризации является линейное напряжение к квадратуре с током при $\cos \alpha = 1$ (угол подключения — 90°).

Зона линии и зона сборных шин соответствуют двум полуплоскостям, составляющим плоскость векторов тока одной фазы (рис. 4.5, г — токи I_1 , I_2 и I_3 — фазные токи; U_{13} , U_{21} , U_{32} — линейные напряжения, θ — характеристический угол, образуемый перпендикуляром к прямой, разделяющей эти зоны, и величиной поляризации).

Очень важным для такой функции является запоминание значений напряжения. Если КЗ произошло у сборных шин и напряжение исчезло и естественно уровень его недостаточен для определения направления повреждения. В этом случае защитой используется специальное устройство запоминания значений напряжения для надежного определения направления замыкания. Информация о направлении повреждения сохраняется в памяти до тех пор, пока уровень $U_{\text{пр}}$ остается низким, а ток больше тока уставки срабатывания I_s .

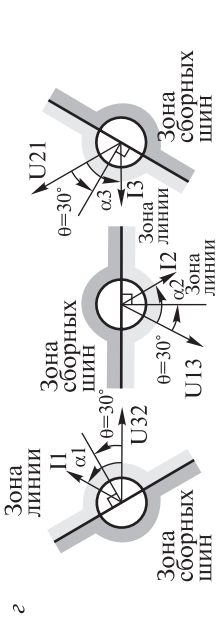
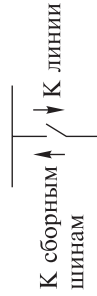
a



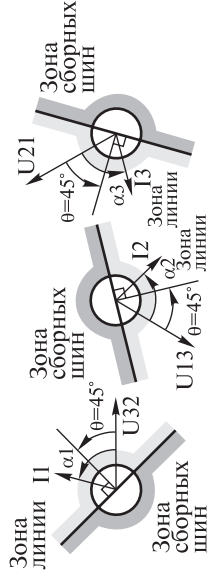


Трехфазная функция: токи и напряжения поляризации

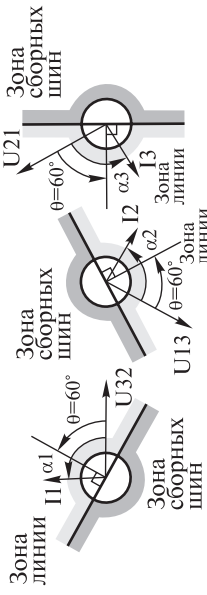
в



Отключение при замыкании в зоне линии при $\theta=30^\circ$



Отключение при замыкании в зоне линии при $\theta=45^\circ$



Отключение при замыкании в зоне линии при $\theta=60^\circ$

Рис. 4.5. Алгоритм работы направленной МТЗ в фазах (а), токи и напряжение поляризации (б), направление зоны сборных шин и линии (в) мощности (г), разделение зоны сборных шин и линии (е)

Характер защит с независимой и зависимой выдержкой времени, а также кривые для определения времени удержания аналогичны МТЗ.

Функции максимальной токовой направленной защиты на землю подробно изложены в [3].

Максимальная активная (реактивная) мощности, направленная (ANSI 32P, ANSI 32Q/40)

Такая функция защиты используется:

- для защиты генераторов переменного тока от работы в качестве двигателя или для защиты электродвигателя от работы в генераторном режиме;
- для управления потоком энергии (разгрузка).

Защита срабатывает, если активная мощность, передаваемая в том или ином направлении, превышает уставку срабатывания P_s (рис. 4.6, а). Защита работает по методу двух ваттметров и имеет независимую выдержку времени (T постоянная). Функция выполняется, если $P \geq 3,1Q$, что позволяет обеспечить большую чувствительность и стабильность при КЗ.

Знак мощности определяется по направлению потока мощности от шин в линию или от ввода к шинам (рис. 4.6, б):

- для цепи отходящей линии: мощность, выдаваемая сборными шинами, является положительной, а подаваемая на сборные шины — отрицательной;
- для вводов: мощность, подаваемая на сборные шины, является положительной, а выдаваемая сборными шинами — отрицательной.

Защита работает для присоединений U_1 , U_2 , U_3 (фазные напряжения) и U_{21}/U_{32} , $U_{21}/U_{32} + VO$.

Зона срабатывания защиты представлена на рис. 4.6, в.

Функция защиты по реактивной мощности используется для обнаружения потери возбуждения синхронных машин (генераторов или электродвигателей), питаемых от сети. Защита необходима, так как при таком отказе возникает дополнительный нагрев, что приведет к выходу из строя СД или генератора. Защита срабатывает, если реактивная мощность, передаваемая

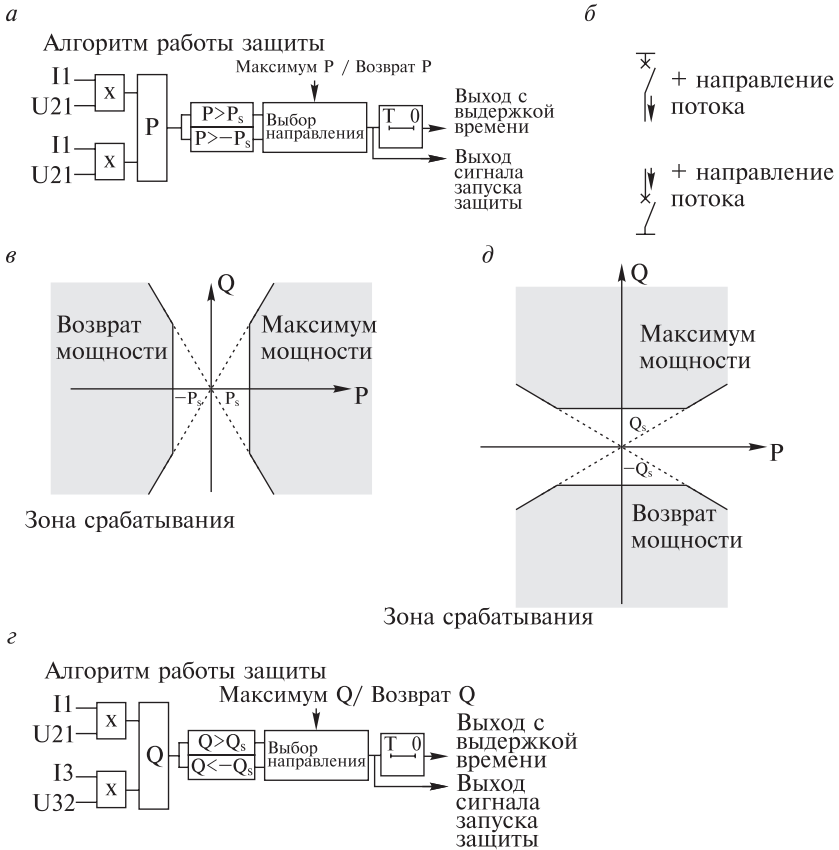


Рис. 4.6. Алгоритм работы (а, г), направление потока (б) и зоны срабатывания по активной мощности (в), по реактивной (д)

от сборных шин в линию или из линии к шинам больше уставки срабатывания Q_s . Алгоритм работы защиты и зона срабатывания представлены на рис. 4.6, г и 4.6, д.

Тепловая перегрузка (ANSI 49RMS)

Защита от тепловой перегрузки используется для защиты генераторов, линий, трансформаторов, электродвигателей и конденсаторов и основана на измерении потребляемого тока. Защита срабатывает и дает команду на срабатывание,

когда температура $E(\theta)$, измеренная по эквивалентному току I_{eq} , превысит уставку срабатывания $E_s(\theta_{сраб})$. Наибольший допустимый ток

$$I = I_b \sqrt{E_s}, \quad (4.6)$$

где I_b — базовый ток (номинальный ток оборудования), $E_s(\theta_{сраб})$ — уставка по температуре.

Время отключения защиты определяется постоянной времени T , которая определяется рассчитываемым подъемом температуры в зависимости от потребляемого тока и предыдущего теплового состояния. Кривая охлаждения определяет время отключения при запуске из холодного состояния, а кривая нагрева определяет время отключения защитой при 100%-й номинальной нагрузке (рис. 4.7, а).

Время охлаждения и время нагрева определяются по формулам:

$$\frac{t}{T} = \log \frac{\left(\frac{I_{eq}}{I_b}\right)^2}{\left(\frac{I_{eq}}{I_b}\right)^2 - E_s}; \quad (4.7)$$

$$\frac{t}{T} = \log \frac{\left(\frac{I_{eq}}{I_b}\right)^2 - 1}{\left(\frac{I_{eq}}{I_b}\right)^2 - E_s}; \quad (4.8)$$

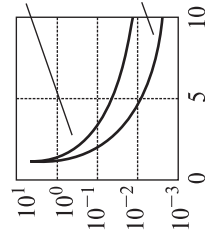
Постоянные времени нагрева и охлаждения определяются по кривым рис. 4.7, б. Для работающих машин с самовентиляцией охлаждение более эффективно, чем во время остановок. Критерием работы и остановки является соотношение фактического и базового токов:

- $I > 0,1I_b$ — работа;
 - $I < 0,1I_b$ — остановка
- (4.9)

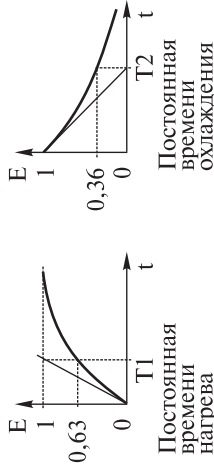
Устанавливаются две постоянные времени: T_1 — постоянная времени нагрева для работающего оборудования; T_2 — постоянная времени охлаждения для остановленного оборудования.

Существенным достоинством защиты является учет гармонических составляющих, вызывающих дополнительный нагрев оборудования, до 17 гармоники.

a



б



б

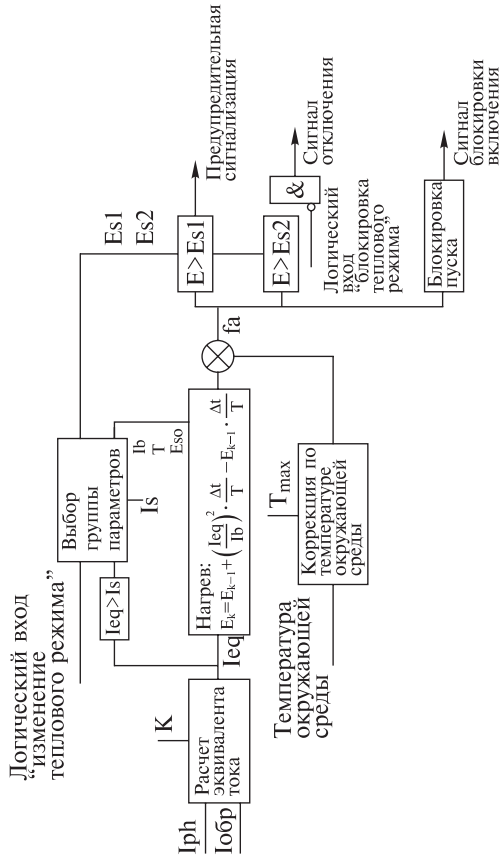


Рис. 4.7. Кривые охлаждения и нагрева (а), определение постоянной времени нагрева T1 и постоянной времени охлаждения T2 (б) и алгоритм работы защиты от тепловой перегрузки (в)

Функция защиты учитывает температуру окружающей среды, так как большинство машин предназначено для работы при максимальной температуре окружающей среды. Так как температура фактическая может превышать максимальную, то ее пересчитывают:

$$t_a = \frac{T_{\max} - 40^\circ}{T_{\max} - T_{\text{окр.ср.}}}, \quad (4.10)$$

где T_{\max} — максимальная температура оборудования; $T_{\text{окр.ср.}}$ — измеряемая фактическая температура.

Основой для отстройки тепловой защиты являются кривые нагрева и охлаждения, приводимые заводом-изготовителем. Для полного соответствия этим экспериментальным кривым необходим учет дополнительных параметров: 1) начальный подъем температуры E_{so} , используемый для снижения времени холодного отключения,

$$\frac{t}{T} = \log \frac{\left(\frac{I_{eq}}{I_b}\right)^2 - E_{so}}{\left(\frac{I_{eq}}{I_b}\right)^2 - E_s}, \quad (4.11)$$

2) постоянные времени и уставки, необходимые для учета тепловых характеристик с заблокированным ротором, т.е. когда ток больше, чем регулируемая уставка I_s .

Если двигатель имеет ротор со специальной обмоткой, то составляющая обратной последовательности повышает температуру электродвигателя. Составляющая учитывается следующим образом:

$$I_{ph} = \sqrt{I_{ph}^2 + KI_i^2}, \quad (4.12)$$

где I_{ph} — наибольший фазный ток; I_i — составляющая обратной последовательности; K — коэффициент, зависящий от номинального и пускового моментов, пускового тока и номинального скольжения $s_{\text{ном}}$:

$$K = 2 \frac{M_{\text{ном}}}{M_{\text{пуск}}} \frac{1}{g \left(\frac{I_d}{I_b}\right)^2} - 1, \quad (4.13)$$

где I_d — пусковой ток электродвигателя.

Коэффициент K может принимать значения: $K = 0; 2,25; 4,5; 9,0$.

Постоянная времени охлаждения T_2 рассчитывается по замеренным температурам в оборудовании с помощью датчиков, присоединяемых к модулю МЕТ 148-2. Расчет производится каждый раз, когда оборудование достаточно долго проработало, а затем следует отключение ($I < 0,1I_b$) и стабилизация температуры. Для двигателей и генераторов T_2 вычисляется по температурам, замеренным на статоре (датчики 1, 2, 3), а у трансформаторов — по температурам, замеренным на первичной обмотке с помощью датчиков 1, 3 и 5. Помимо этого замеряется температура окружающей среды (датчик 8) [10].

Защита от тепловой перегрузки может быть использована в двух режимах: 1) для электродвигателей, работающих на двух скоростях; 2) для трансформаторов — в двух режимах вентиляции — с принудительной вентиляцией и без нее.

Базовый ток оборудования I_b , величина которого используется при расчете нагрева, зависит от режима работы оборудования: 1) для режима 1 — при расчете нагрева оборудования используется базовый номинальный ток I_b , указанный как основной параметр SEPAM; 2) для режима 2 — используется базовый номинальный ток I_b и специальная уставка защиты от тепловой перегрузки. Переключение с одного режима на другой происходит через логический вход функции «изменение теплового режима» или когда фазный ток достигает величины регулируемой уставки I_s .

Алгоритм работы защиты представлен на рис. 4.7, в.

Примеры выбора уставок и примеры параметрирования приведены в [3].

Защита от тепловой перегрузки может блокировать включение выключателя электродвигателя до тех пор, пока повышенная температура не снизится ниже значения, при котором возможен повторный пуск, т.е. учитывается нагрев двигателя во время его запуска.

Повышение температуры может контролироваться двумя уставками: Es_1 — аварийная сигнализация; Es_2 — отключение. Предусмотрена специальная уставка «горячего состояния», используемая функцией «ограничение качества пусков».

Защита от затянувшегося пуска, блокировка ротора (ANSI 48-51LR)

Пуск определяется, когда потребляемый ток превысит 10% тока I_b .

Данная защита применяется при т.н. затянувшихся пусах, т.е. во время пуска защита срабатывает, если один из трехфазных токов больше уставки срабатывания I_s в течение времени, большего чем время нормального пуска ST (рис. 4.8, а). Блокировка ротора предусматривается: 1) при нормальной работе (после пуска) защита срабатывает, когда один из фазных токов больше уставки I_s в течение времени, большего, чем выдержка времени LT — независимая выдержка времени (постоянная времени); 2) блокировка пуска предусматривается, когда запускаются двигатели большой мощности, имеющие большое время пуска

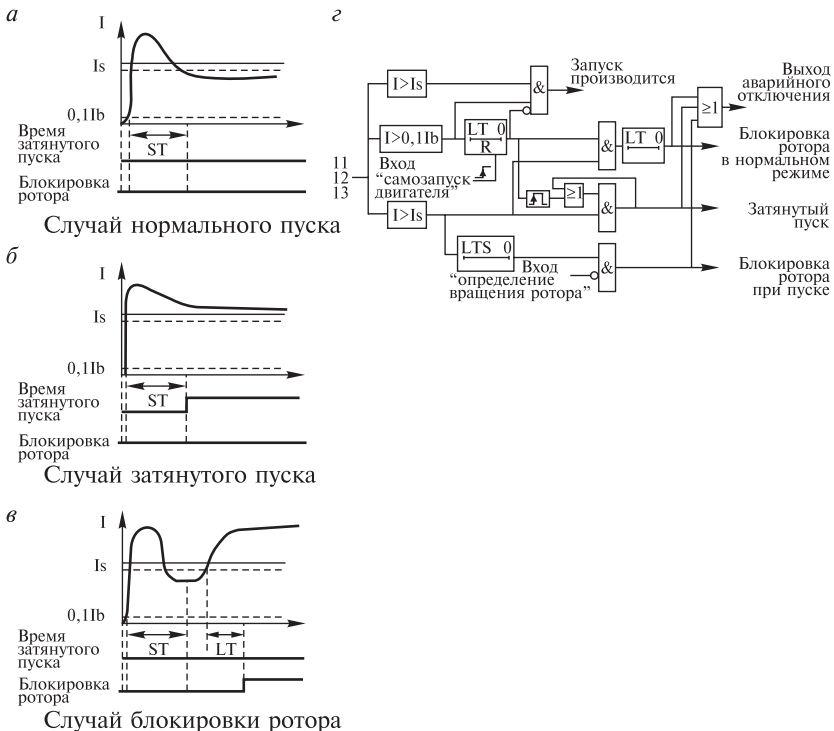


Рис. 4.8. Нормальный пуск электродвигателя (а), характеристика затянувшегося пуска (б) и блокировка ротора (в), алгоритм работы защиты

из-за инерции или снижения напряжения питания. Это время пуска больше, чем рекомендуемое время блокировки ротора. Для защиты таких двигателей используют выдержку времени LTS-таймера, срабатывающей, если пуск произошел ($I > I_s$), а частота вращения двигателя — нулевая. При нормальном пуске логический вход «определение вращения ротора» (датчик нулевой скорости) блокирует ротор при пуске (рис. 4.8, б, в).

Алгоритм работы защиты представлен на рис. 4.8, г.

При самозапуске электродвигатель потребляет ток, близкий к пусковому току ($> I_s$), причем значение этого тока может быть не $< 10\% I_b$. Выдержка времени ST, соответствующая нормальному пуску, может быть вновь введена логическими входами «самозапуск электродвигателя» и используется для изменения выдержки времени LT защиты блокировки ротора на более низкое значение или для повторного срабатывания защиты затянувшегося пуска.

Защита максимального и минимального напряжения (ANSI 59)

Защита по максимальному напряжению является однофазной и срабатывает по фазному или линейному напряжению, а защита по минимальному напряжению — трехфазная и срабатывает в соответствии с настройкой (параметрированием) — по фазному или линейному напряжению.

Защита по максимальному напряжению срабатывает, когда одно из указанных напряжений будет превышать уставку срабатывания U_s/V_s , а по минимальному, когда одно из 3 фазных или линейных напряжений станет меньше уставки U_s/V_s .

Защиты имеют независимые выдержки времени и при работе по фазному напряжению срабатывают «на сигнал» при повреждении фазы.

Алгоритм работы защиты представлен на рис. 4.9, а, б.

Автоматическое повторное включение АПВ (ANSI 79)

Устройство АПВ будет готово к работе, если соблюдены условия: 1) активизирована функция «управление выключате-

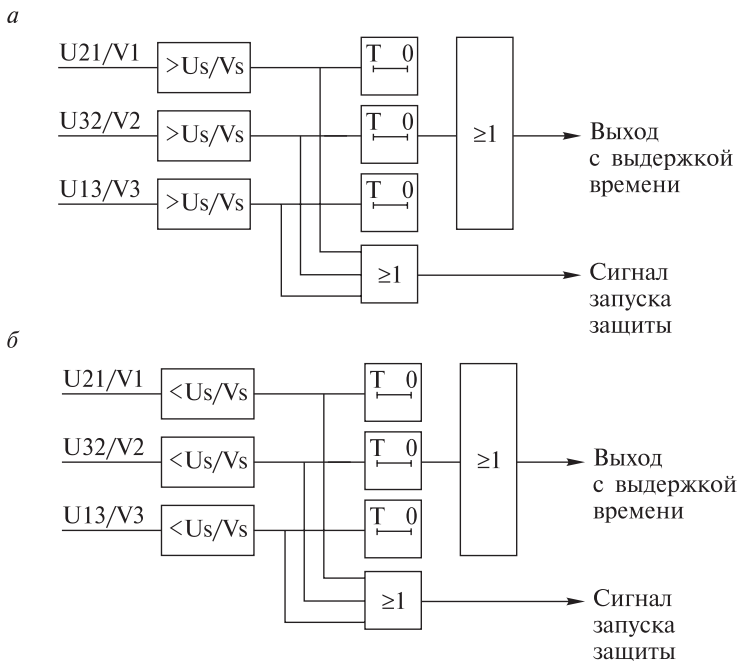


Рис. 4.9. Алгоритм работы защиты максимального напряжения (*a*) и алгоритм работы защиты минимального напряжения (*б*)

лем» и устройство АПВ не заблокировано через вход «блокировка АПВ», а введено в работу; 2) выключатель включен и выдержка времени блокировки не запущена; 3) отсутствуют неисправности в выключателе, а информация «готовность АПВ» отображается с помощью матрицы управления.

При работе АПВ возможны случаи устраненного повреждения, неустраненного повреждения и включение на короткое замыкание.

В случае устраненного повреждения, если при повторном включении повреждение не проявляется по истечении выдержки времени ожидания, АПВ вновь вводится в работу и на дисплее появляется сообщение «Успешное АПВ» (рис. 4.10 — пример 1. Все примеры приведены из «Технической коллекции Schneider Electric»).

После отключения защитой (мгновенной или с выдержкой времени) неустраненного повреждения запускается выдержка

Пример 1: случай устраненного повреждения после второго цикла

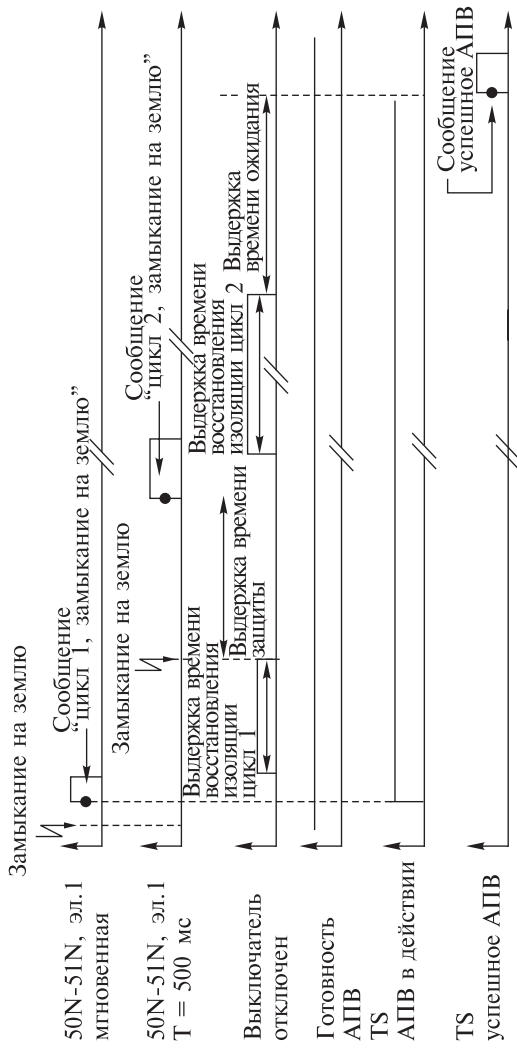
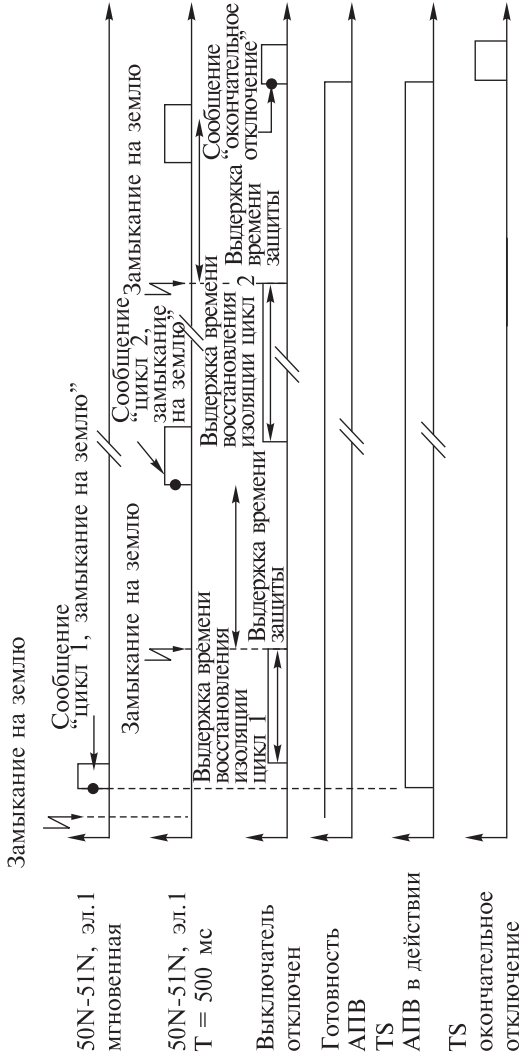


Рис. 4.10. Примеры срабатывания АПВ

Пример 2: случай неустранимого повреждения



Пример 3: случай включения при повреждении

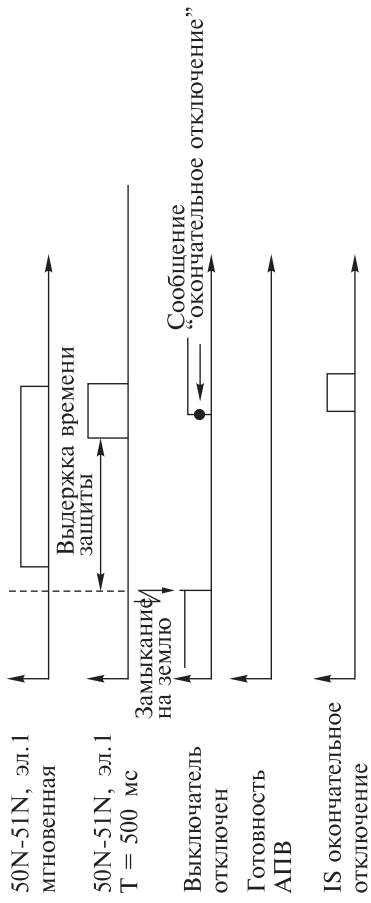
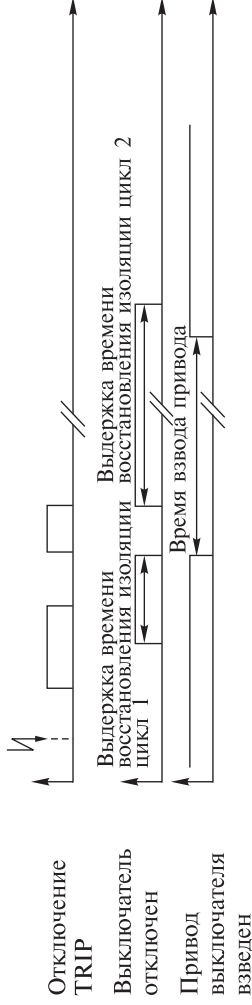


Рис. 4.10. Примеры срабатывания АПВ (продолжение)

Пример 4: случай без продления выдержки времени восстановления изоляции

Замыкание на землю



Пример 5: случай с продлением выдержки времени восстановления изоляции

Замыкание на землю

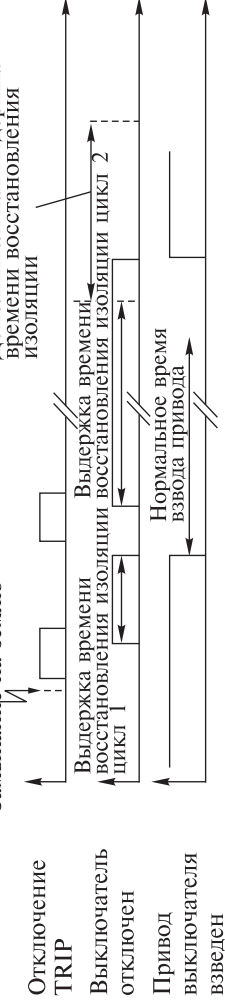


Рис. 4.10. Примеры срабатывания АПВ (окончание)

времени восстановления изоляции, связанная с первым циклом. Выдержка времени восстановления изоляции (время работы АПВ) запускается командой на отключение выключателя, выдаваемое устройством АПВ в цикле. Все это время выключатель отключен. По окончании времени восстановления изоляции цикла «n» начинается цикл «n+1» и устройство АПВ дает команду на включение выключателя.

По окончании выдержки времени восстановления изоляции дается команда на включение и начинается выдержка времени ожидания. Если защита обнаруживает повреждение до окончания этой выдержки, дается команда на отключение и запускается следующий цикл АПВ. Если повреждение не устраняется после всех активных циклов, дается команда на окончательное отключение (на дисплее — «Окончательное отключение» — пример 2).

Если выключатель включен на короткое замыкание или если повреждение возникло до завершения времени блокировки, устройство не запускает цикл АПВ и сообщается об окончательном отключении.

В случае повторного цикла АПВ включение выключателя невозможно, так как не завершен взвод привода выключателя, время восстановления изоляции в этом цикле может быть увеличено до тех пор, когда выключатель готов провести цикл. Максимум времени — регулируется. Если максимальное время истечет, а выключатель все еще не готов к работе, устройство АПВ — блокируется (пример 5).

Устройство АПВ блокируется в случаях если: 1) управление «отключение–включение» вручную; 2) устройство АПВ вывели из работы; 3) принята команда на блокировку на логическом входе блокировки; 4) возникла неисправность выключателя; 5) выключатель отключен защитой, не защищающей циклы АПВ.

Выдержка времени блокировки или время готовности АПВ запускается командой на ручное управление выключателем. Если повреждение выявлено до окончания выдержки времени блокировки, то защита выдаст команду на отключение выключателя без запуска АПВ.

Выдержка времени ожидания дается командой на включение выключателя, выдаваемого устройством АПВ. Если за это время повреждений не выявлено, то начальное повреждение считается устраненным.

Помимо перечисленных модули SEPAM выполняют следующие функции, описанные в технической коллекции Schneider Electric: минимальную токовую в фазах, ограничение количества пусков, минимального напряжения прямой последовательности и контроль направления вращения фаз, максимального и минимального напряжения обратной последовательности, максимального напряжения нулевой последовательности, максимальной и минимальной частоты, контроль температуры, максимальную токовую направленную защиту на землю и максимальную токовую в фазах с коррекцией по напряжению.

4.3. ХАРАКТЕРНЫЕ СХЕМЫ ПОДКЛЮЧЕНИЯ БАЗОВЫХ УСТРОЙСТВ

В качестве примера в данном разделе приводятся схемы подключения базовых устройств для различных элементов системы электроснабжения (линия, трансформатор, сборные шины, конденсаторные установки, а также показано подключение входов фазного тока, основных входов напряжения, входов тока нулевой последовательности). Схемы приводятся для модулей SEPAM серия 80. Серия поставляется двух модификаций: человеко-машинного интерфейса (УМИ) с встроенным большим графическим дисплеем, позволяющим выводить мнемосхемы, векторные диаграммы и осуществлять местное управление; с возможностью подключения выносного дисплея (рис. 4.11–4.16).

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Назначение комплекса устройств защиты и измерения SEPAM.
2. Как классифицируются цифровые терминалы SEPAM?
3. Каковы функции защиты?
4. Максимальная токовая защита в фазах.
5. Максимальная токовая защита на землю.

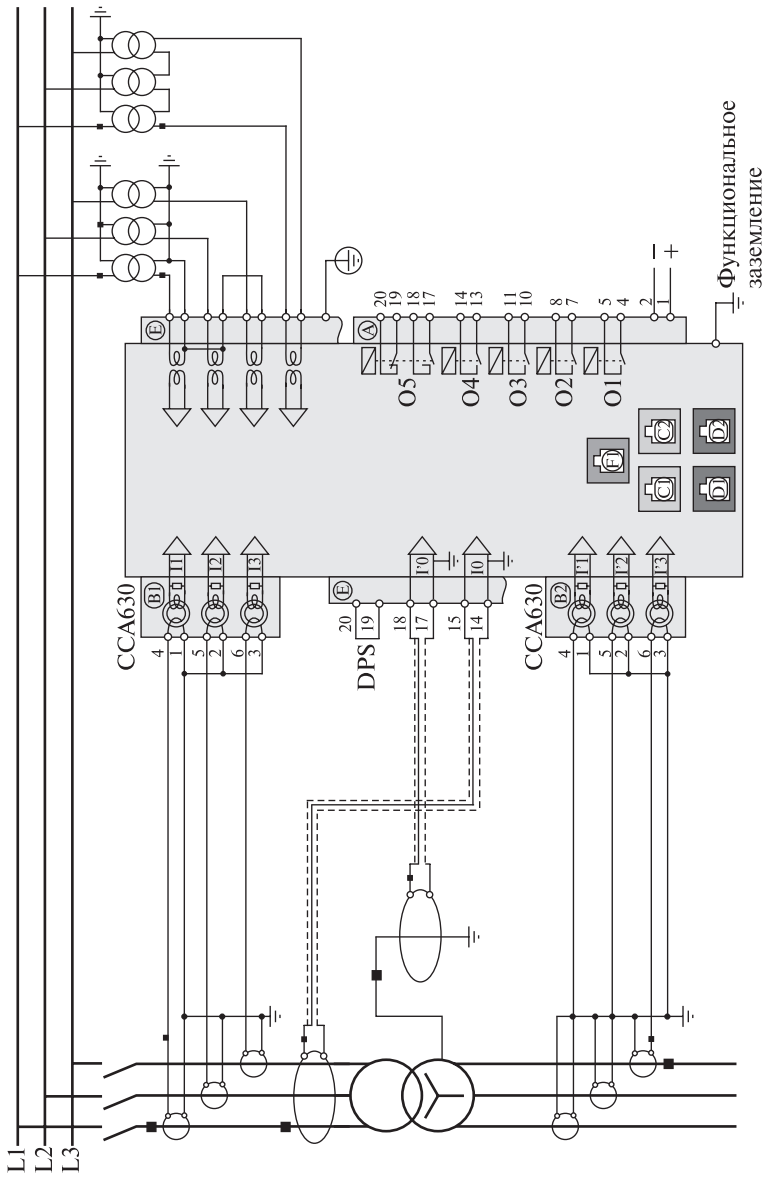


Рис. 4.11. Схема подключения базового устройства T87

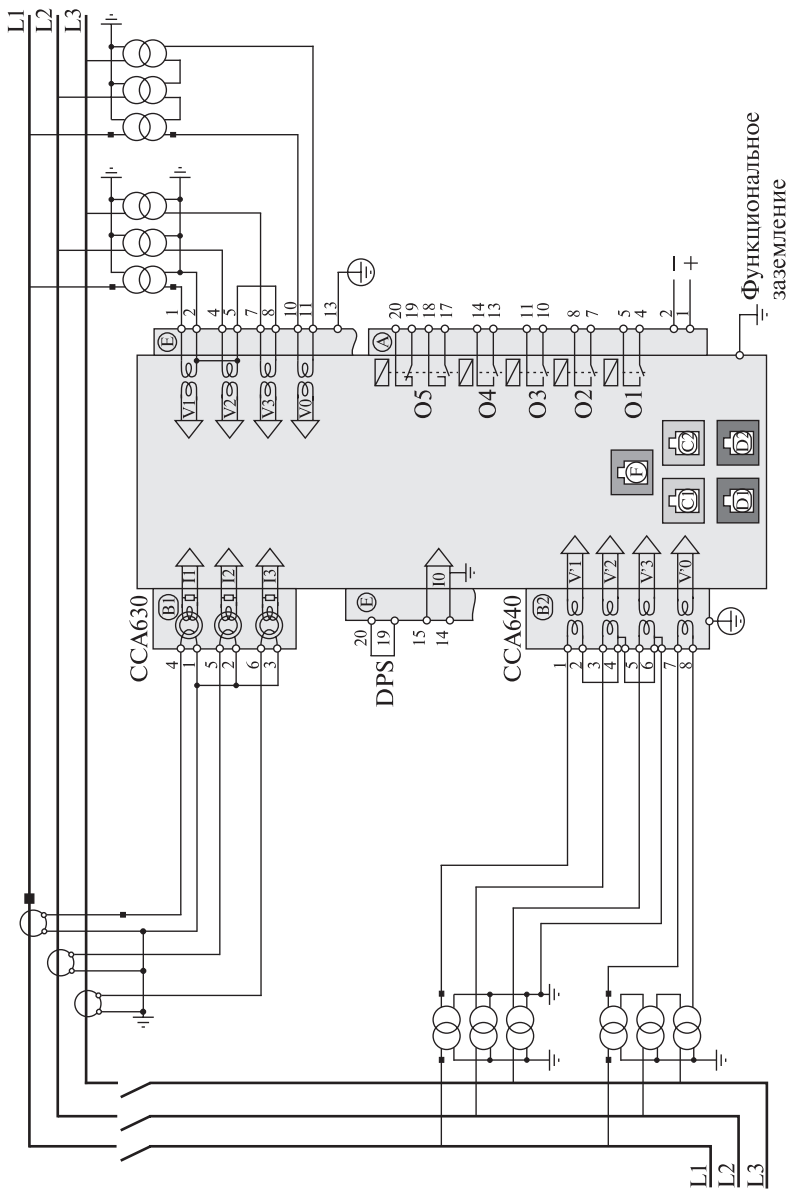


Рис. 4.12. Схема подключения базового устройства V83 для защиты сборных шин

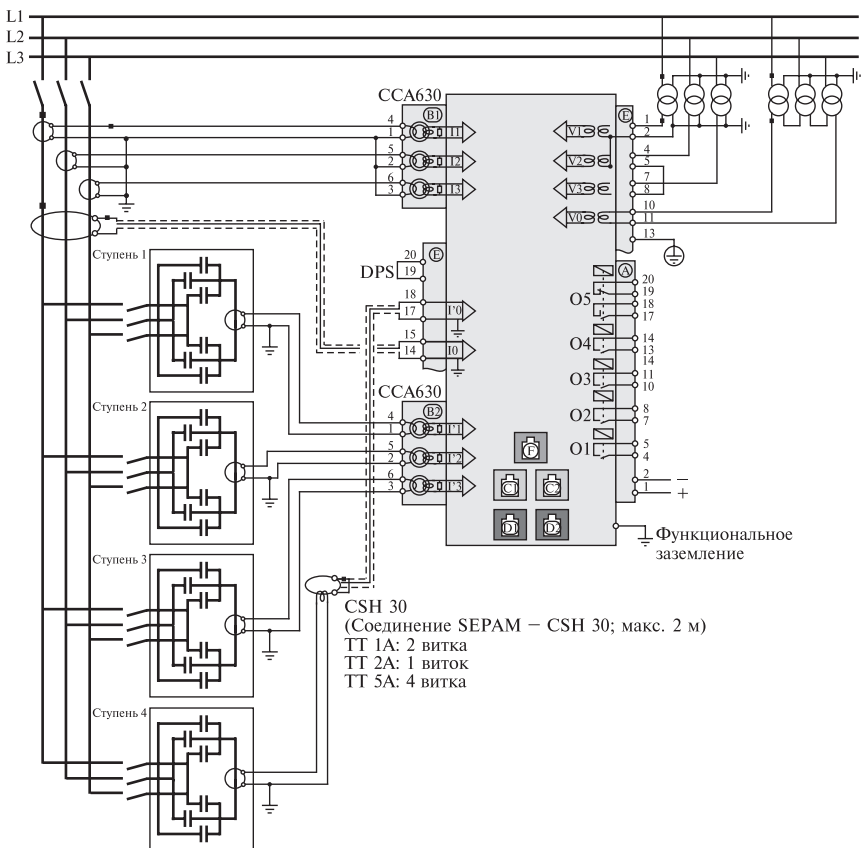
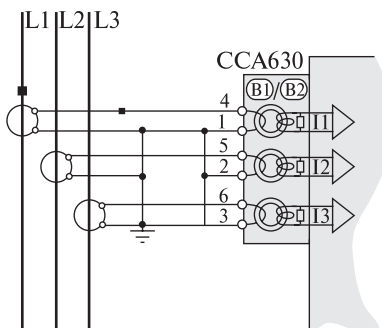
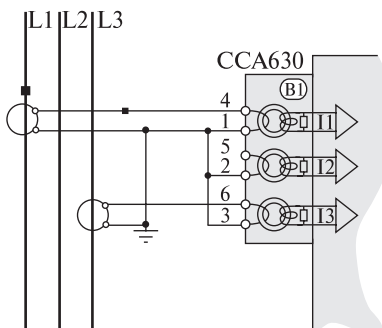


Рис. 4.13. Схема подключения базового устройства С86 для конденсаторных батарей

Вариант 1: измерение фазного тока с помощью трех трансформаторов тока 1А/5А (стандартная схема подключения)



Вариант 2: измерение фазного тока с помощью двух трансформаторов тока 1А/5А



Вариант 3: измерение фазного тока с помощью трех трансформаторов тока типа LPCT (тора Роговского)

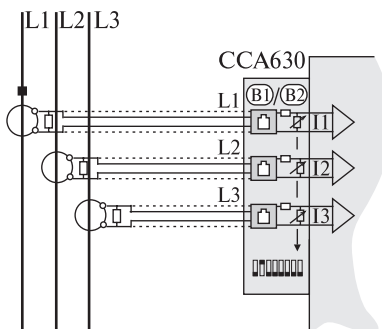
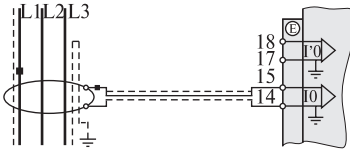


Рис. 4.14. Варианты подключения входов фазного тока к модулям (разъемы В1 и В2)

Вариант 1: расчет значения тока нулевой последовательности по сумме токов в трех фазах

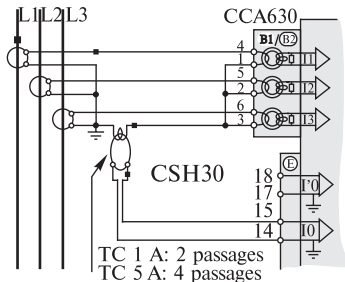
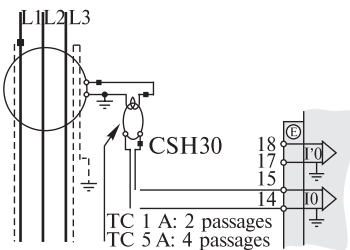
Ток нулевой последовательности определяется суммой значений токов в трех фазах I1, I2 и I3, измеренной с помощью трех трансформаторов тока 1А/5А или трех датчиков тока типа LPST.
См.схемы подключения токовых входов.

Вариант 2: измерения тока нулевой последовательности с помощью тора нулевой последовательности CSH 120 или CSH 200 (стандартная схема подключения)



Данная схема рекомендуется для защиты сетей с изолированной и компенсированной нейтралью, требующих обнаружения очень низких токов повреждения.
Диапазон настройки: 0,01–15 In0 (минимально 0,1 А) при In0 = 2А или 20 А в соответствии с параметрированием.

Вариант 3: измерения тока нулевой последовательности с помощью трансформатора тока 1А/5А и промежуточного тора-адаптера CSH 30

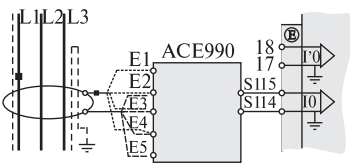


Промежуточный тор-адаптер CSH 30 используется для подключения SEPAM к трансформаторам тока 1А/5А с целью изменения тока нулевой последовательности:

- подключение промежуточного тор-адаптера CSH 30 к трансформатору тока 1А: выполнить 2 витка на первичной обмотке тора CSH;
- подключение промежуточного тор-адаптера CSH 30 к трансформатору тока 5А: выполнить 4 витка на первичной обмотке тора CSH.

Диапазон настройки: 0,01–15 In (минимально 0,1 А) при In = току на первичной обмотке ТТ.

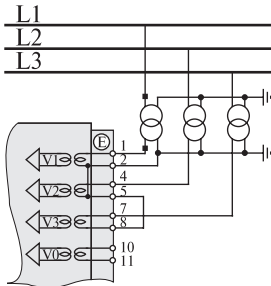
Вариант 4: измерения тока нулевой последовательности с помощью тора нулевой последовательности с коэффициентом трансформации 1/n, (50 ≤ n ≤ 1500)



Адаптер ACE 990 устанавливается между тором нулевой последовательности, имеющим коэффициент трансформации 1/n (50 ≤ n ≤ 1500), и входом тока нулевой последовательности SEPAM.
Данная схема подключения позволяет подключать имеющиеся торы нулевой последовательности.

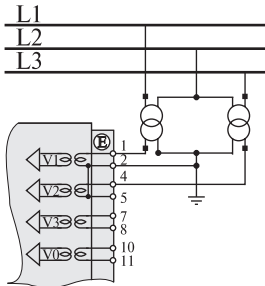
Рис. 4.15. Варианты подключения входов тока нулевой последовательности

Вариант 1: измерение 3 фазных напряжений (3V, стандартная схема подключения)



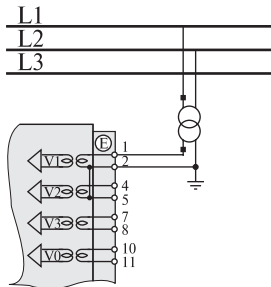
Измерение значений трех фазных напряжений позволяет рассчитывать напряжение нулевой последовательности $V_{0\Sigma}$.

Вариант 2: измерение 2 линейных напряжений (2 U)



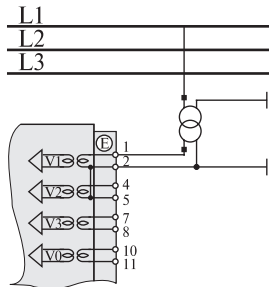
Данная схема не позволяет рассчитывать напряжение нулевой последовательности.

Вариант 3: измерение 1 линейного напряжения (2 U)



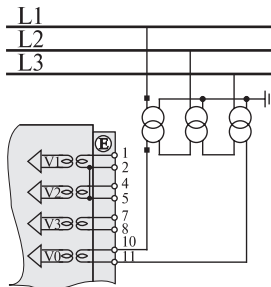
Данная схема не позволяет рассчитывать напряжение нулевой последовательности.

Вариант 4: измерение 1 фазного напряжения (1 V)



Данная схема не позволяет рассчитывать напряжение нулевой последовательности.

Вариант 5: измерение напряжения нулевой последовательности V_0



Вариант 6: измерение напряжения нулевой последовательности в нейтрали генератора

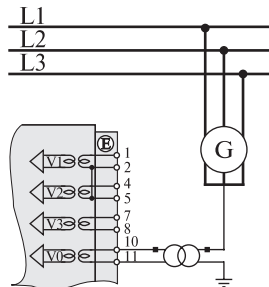


Рис. 4.16. Варианты подключения входов фазного напряжения (1, 2, 3, 4) и входов напряжения нулевой последовательности (5 и 6)

6. Защита от отказов выключателя.
7. Максимальная защита обратной последовательности.
8. Максимальная фазная токовая защита направленная.
9. Максимальная направленная защита по активной и реактивной мощности.
10. Тепловая защита.
11. Защита от затянувшегося пуска, блокировка ротора.
12. Автоматическое повторное включение.
13. Характерные схемы подключения базовых устройств SEPAM.

Глава 5

ЗАЩИТА ОТ ВНЕШНИХ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1 кВ

5.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Основным признаком возникновения короткого замыкания является резкое увеличение тока, который принято называть сверхтоком. Для отключения этого тока применяется максимальная токовая защита (МТЗ) (см. рис. 5.1). Ток, проходящий по защищаемому элементу системы, через ТТ подводится к МТЗ, которая при соответствии нормальному режиму работы на него не реагирует. При возникновении КЗ ток резко возрастает, защита срабатывает и подает сигнал на отключение выключателя. Значение тока, при котором защита срабатывает, называется током срабатывания защиты.

Поскольку появление сверхтока в определенном элементе системы может быть вызвано не только его повреждением, но и повреждением электрически связанных с ним элементов,

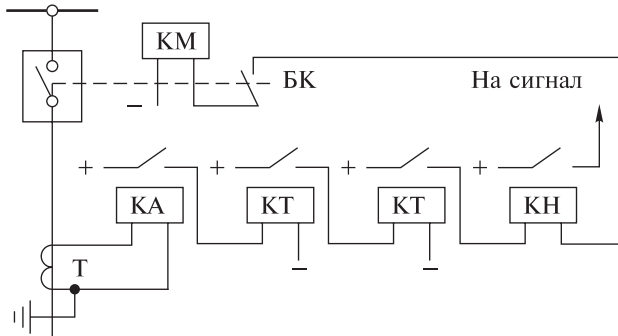


Рис. 5.1. Схема максимальной токовой защиты на оперативном постоянном токе

необходимо выявить именно поврежденный элемент. Таким образом, МТЗ должна удовлетворять двум требованиям: четко определить момент возникновения аварии, что достигается заданной уставкой срабатывания защиты; правильно выбрать поврежденный участок.

Для выполнения этих требований МТЗ оснащается, как правило, двумя органами: пусковым, выявляющим момент возникновения КЗ или другого аномального режима, и органом выдержки времени, обеспечивающим селективность. В качестве исполнительных реле используются реле тока, реле времени, комбинированные реле (типа СТВ) и ряд вспомогательных реле — промежуточные и указательные. Промежуточные облегчают работу контактов основных органов защиты, а также, вводя некоторое замедление, предотвращают действие токовой отсечки при срабатывании трубчатых разрядников. Указательные реле сигнализируют о срабатывании защиты.

В связи с применением различных реле для МТЗ очень важна зависимость между током и временем срабатывания. Различают максимальную токовую защиту с зависимой и независимой характеристикой времени срабатывания (рис. 5.2).

МТЗ широко применяется для защиты генераторов, трансформаторов, электродвигателей, а также линий с односторонним, реже с двусторонним питанием.

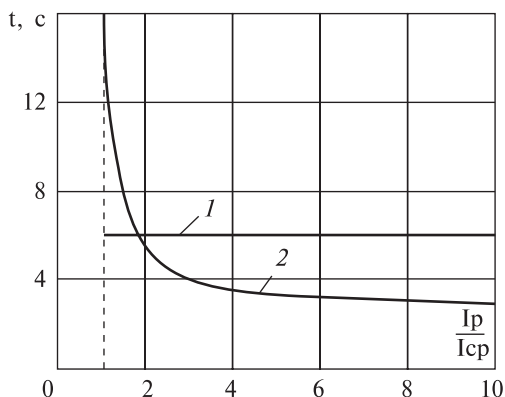


Рис. 5.2. Характеристики времени срабатывания максимальной токовой защиты:

1 — независимая; 2 — зависимая

5.2. СХЕМЫ МАКСИМАЛЬНОЙ ТОКОВОЙ ЗАЩИТЫ

Ток КЗ проходит от источника питания к месту короткого замыкания, поэтому чем ближе к источнику питания установлена защита, тем больше зона ее защиты. Например, если установить защиту со стороны обмотки высшего напряжения силового трансформатора «Т» (рис. 5.3), то в зону защиты попадают: линия питания, кабельные вводы, обмотки трансформатора Т, выключатель QF2 и шины низшего напряжения (ШНН).

Если же ТТ и МТЗ установить со стороны низшего напряжения, то зона защиты ограничивается только QF2 и шинами. Поэтому максимальную токовую защиту целесообразно устанавливать возможно ближе к источнику питания.

Место размещения МТЗ зависит также от схемы соединения электроустановок и их числа. Например, от шин подстан-

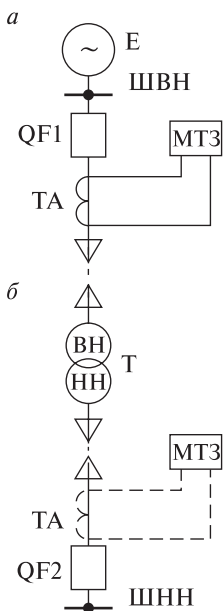


Рис. 5.3. Схема эффективной (*a*) и неэффективной (*б*) размещения МТЗ. Пунктирная линия — монтаж защиты нерационален

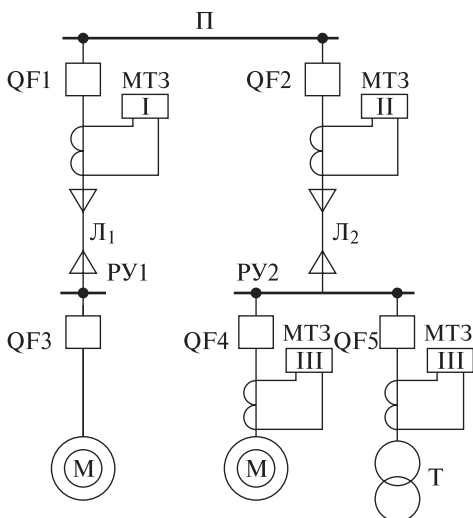


Рис. 5.4. Размещение МТЗ питающих линий и электрооборудования приемных подстанций

ции П (рис. 5.4) питаются два РУ, но с разным числом электроустановок. На электродвигателе отдельную защиту можно не устанавливать, так как он входит в зону защиты МТЗ 1 и нет разницы каким выключателем он будет отключен (QF1 или QF3). Для РУ 2 это решение неприемлемо, так как отключение линии Л2 приводит к отключению электродвигателя Д2 и трансформатора Т независимо от того, где произошла авария. Поэтому в данном случае защиту необходимо установить у электродвигателя и у трансформатора.

Различают следующие схемы включения пусковых органов МТЗ: 1) трехфазная, с соединением ТТ и исполнительных реле в полную звезду (рис. 5.5); 2) двухфазная трехрелейная и двухрелейная, с соединением ТТ в неполную звезду (рис. 5.6, а, б), и 3) двухфазная однорелейная, с соединением ТТ на разность токов двух фаз (рис. 5.6, в).

Анализ схемы (см. рис. 5.5) показывает, что при всех видах КЗ токи повреждения проходят по всем реле, поэтому защита реагирует на все виды КЗ с одинаковой чувствительностью; коэффициент схемы $k_{cx}^{(3)} = 1$; при двойных замыканиях на землю с малыми токами замыкания могут отключиться две линии, если замыкания произошли в разных фазах, что нежелательно; ток в нулевом проводе равен сумме фазных токов ($3I_0$), поэтому в нормальном режиме при отсутствии повреждения по нему протекает ток небаланса, а обрыв его не сказывается на работе схемы. Выполнение такой схемы соединения ТТ и реле без нулевого провода недопустимо, так как при замыканиях на землю по нему протекает ток повреждения.

При неполной звезде схема реагирует на все виды КЗ, исключая КЗ на землю фазы, где не установлен ТТ, поэтому такая схема применяется для защиты от междуфазных замыканий; в симметричных режимах коэффициент схемы $k_{cx}^{(3)} = 1$; ток в обратном проводе проходит не только при междуфазных КЗ и некоторых замыканиях на землю, поэтому прокладка нулевого провода необходима.

Схема на рис. 5.6, в наиболее экономична, так как требует установки двух ТТ и только одного реле. Схема реагирует на все виды КЗ, за исключением КЗ фазы, где ТТ не установлен, поэтому применяется большей частью для защит от междуфазных

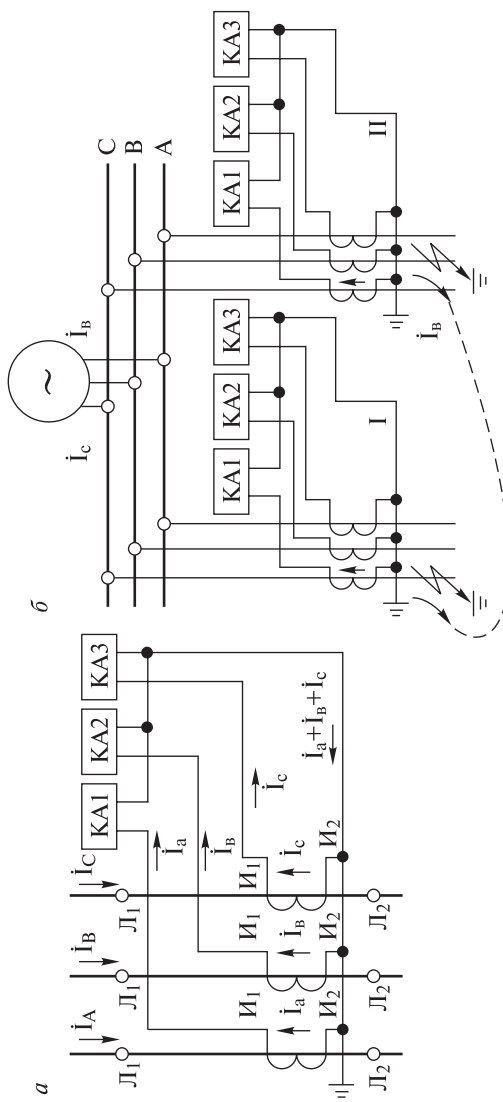


Рис. 5.5. Схема соединения обмоток ТТ и обмоток реле в «звезду» (а) и защита в этой схеме при двойных замыканиях на землю в разных линиях (б)

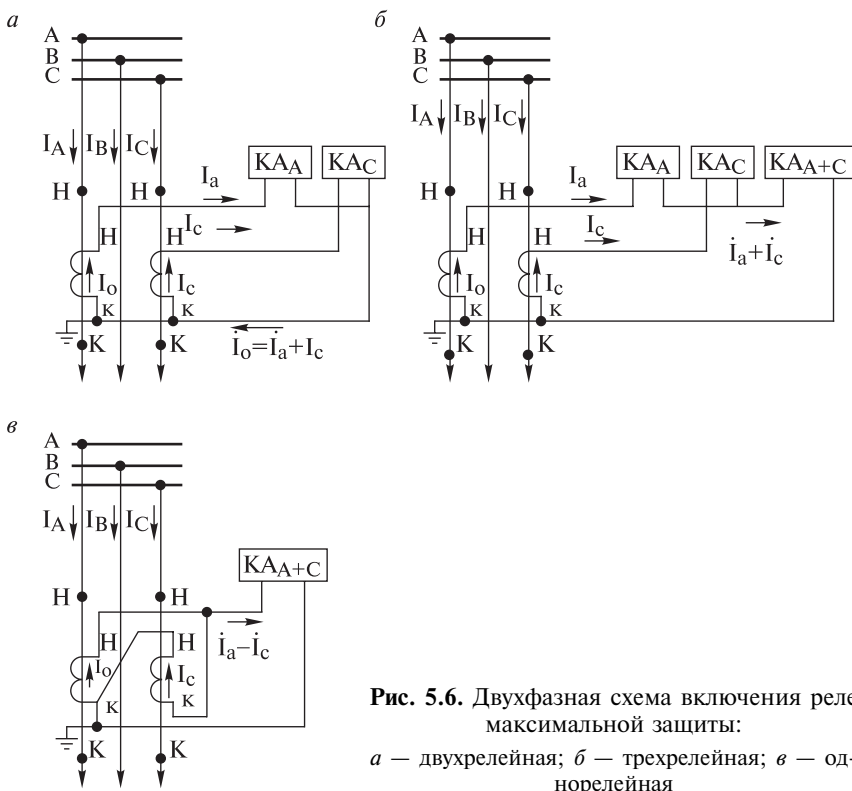


Рис. 5.6. Двухфазная схема включения реле максимальной защиты:

а — двухрелейная; *б* — трехрелейная; *в* — однорелейная

повреждений; в нормальном режиме и при трехфазном КЗ ток в обмотке реле в $\sqrt{3}$ раз больше фазного, поэтому $k_{\text{сх}}^{(3)} = \sqrt{3}$; защита имеет разную чувствительность в зависимости от вида повреждения и сочетания поврежденных фаз (наименьшая чувствительность при замыканиях между фазами А и В; В и С).

Максимальная токовая защита широко применяется для защиты воздушных и кабельных линий напряжением 6–35 кВ, особенно в сетях с изолированной нейтралью из-за отсутствия однофазных КЗ. При этом для защиты от междуфазных КЗ используются двухфазные схемы. Эти же схемы могут применяться и в сетях с заземленной нейтралью, если для защиты от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) применяется максимальная токовая защита, включенная на ток нулевой последовательности.

На рис. 5.7 приведены схемы МТЗ с реле прямого действия, встроенными в выключатели с ручным, грузовым и пружинным автоматическими приводами (ПРБА, ПГ, ПП и др.) на напряжение включительно до 35 кВ.

Схема максимальной токовой защиты с независимой характеристикой времени срабатывания на оперативном постоянном токе (рис. 5.8) включает два токовых реле, реле времени, про-

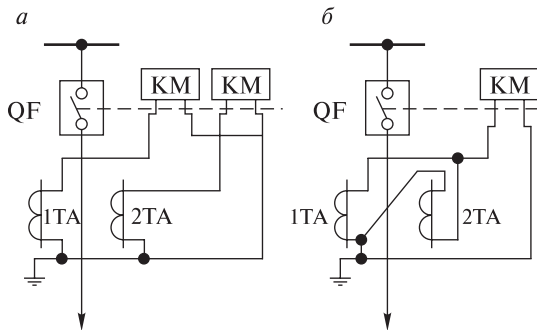


Рис. 5.7. Схема двухфазной МТЗ с реле прямого действия типа РТВ:
a — соединение «неполная звезда»; *б* — соединение на разность токов двух фаз

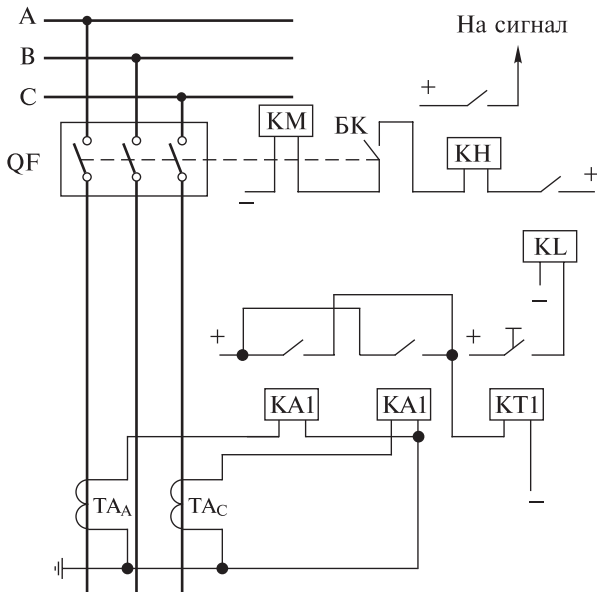


Рис. 5.8. Схема МТЗ на постоянном оперативном токе

межуточное и указательное реле. Особенностью таких схем является использование блокировочного контакта БК контактора отключения выключателя, который замыкается при включении QF (КО) и размыкается при его отключении. При отключении выключателя прохождение тока КЗ прекращается, вследствие чего происходит возврат реле в исходное положение (вначале токовых, потом времени). Так как контакты КТ не рассчитаны на размыкание цепи QF (КО), то ее размыкание производится БК до размыкания контактов КТ. С другой стороны БК, размыкая цепь отключения, защищает отключающую катушку от повреждения.

Схема двухфазной МТЗ с зависимой характеристикой времени срабатывания на переменном оперативном токе представлена на рис. 5.9.

В кольцевых сетях с одним источником питания (рис. 5.10) выдержки времени максимальных токовых защит также выбираются по встречно-ступенчатому принципу. Однако при этом защиты 2 и 5, установленные на приемных подстанциях Б и В, можно выполнить действующими без замедления, что определяется направлением мощности в этих защитах. В нормальном режиме и при внешних КЗ на участках кольца и других при-

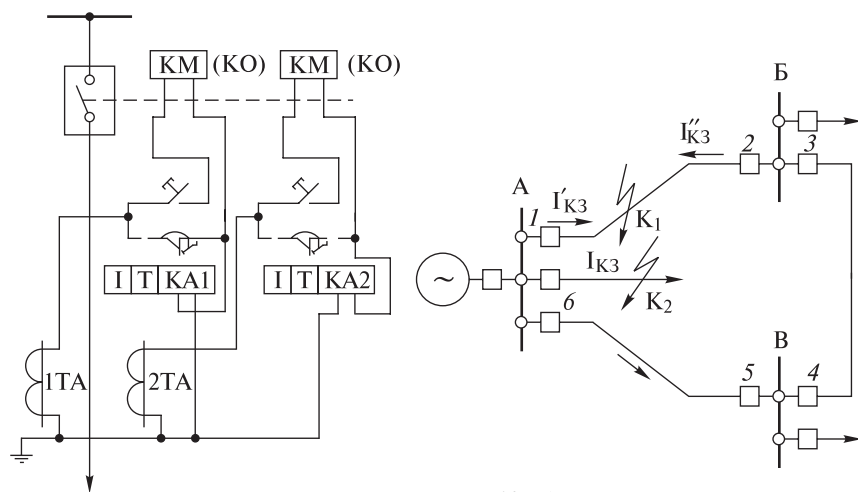


Рис. 5.9. Схема двухфазной МТЗ на переменном оперативном токе

Рис. 5.10. Особенности работы схемы максимальной токовой направленной защиты в кольцевой сети

соединениях подстанций Б и В мощность у места установки защит 2 и 5 направлена от линии к шинам, поэтому они не срабатывают.

При возникновении КЗ на участках АБ и АВ органы направления мощности срабатывают и защиты действуют на отключение.

При возникновении КЗ в т. К₁ вблизи подстанции А ток к точке повреждения приходит через выключатель 1 и только небольшая его доля $I''_{КЗ}$ замыкается через кольцо. При приближении точки К₁ к подстанции А ток $I''_{КЗ}$ будет уменьшаться и при некотором расстоянии станет меньше тока срабатывания защиты 2. Эта защита сможет сработать только после отключения выключателя 1, когда весь ток будет замыкаться по кольцу и проходить через место ее установки. Таким образом, защита 2 сработает только после срабатывания защиты 1 независимо от соотношения их выдержек времени. Такое поочередное действие защит называется каскадным, а защищаемая зона — зоной каскадного действия.

5.3. ВЫБОР ПАРАМЕТРОВ МАКСИМАЛЬНОЙ ТОКОВОЙ ЗАЩИТЫ

МТЗ, предназначенная для отключения КЗ, не может служить одновременно для защиты от перегрузки, допускающей большую выдержку времени. При определении тока срабатывания защиты должны соблюдаться следующие условия: 1) защита не должна реагировать на прохождение максимального тока нагрузки; 2) при КЗ защита должна надежно работать на защищаемом участке с коэффициентом чувствительности 1,5; 3) защита, как правило, должна надежно работать и при КЗ, возникшем на смежном участке, имея в конце его коэффициент чувствительности не менее 1,2.

Для выполнения первого условия ток срабатывания защиты

$$I_{с.з} > I_{\max \text{ наг}}, \quad (5.1)$$

где $I_{\max \text{ наг}}$ — максимальный ток нагрузки, А.

С другой стороны, при выборе тока срабатывания защиты необходимо исходить из условия возврата пускового органа в начальное положение после отключения внешнего КЗ. При КЗ в точке K_2 (рис. 5.11) срабатывает защита 2, расположенная ближе к месту повреждения, и защита 1. Защита 2 срабатывает только на отключение, так как имеет меньшую выдержку времени. Так будет в случае, если после срабатывания защиты 2 пусковой орган защиты 1 вернется в исходное положение.

Максимальный ток, при котором пусковой орган защиты возвращается в исходное положение, называется током возврата защиты $I_{в.з.}$. Возврат защиты должен происходить только после отключения внешнего КЗ, для чего $I_{в.з.}$ должен быть больше максимально возможного тока в линии.

$$I_{в.з.} > I_{\max \text{ с.з.}}$$

При определении максимального тока необходимо учитывать увеличение тока в защищаемой линии вследствие самозапуска электродвигателей при восстановлении напряжения после отключения КЗ (рис. 5.12), что учитывается коэффициентом самозапуска $k_{с.з.} = 2,5-3,0$. Селективное действие защиты будет обеспечено, если

$$I_{в.з.} = k_{\text{зап}} k_{с.з.} I_{\max \text{ раб.}} \quad (5.2)$$

где $k_{\text{зап}}$ — коэффициент запаса, учитывающий погрешности работы реле, неточности расчета и т.д. (1,1–1,2).

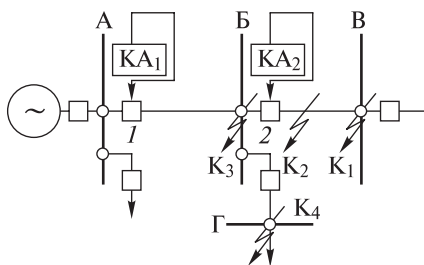


Рис. 5.11. Размещение МТЗ в радиальной сети с односторонним питанием

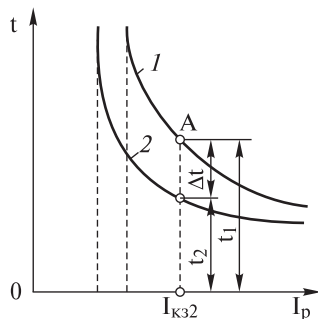


Рис. 5.12. Выбор характеристик МТЗ с ограниченно зависимой выдержкой времени

Ток возврата и ток срабатывания связаны между собой коэффициентом возврата

$$k_B = I_{B.3}/I_{C.3}, \quad (5.3)$$

откуда ток возврата

$$I_{B.3} = k_B I_{C.3}. \quad (5.4)$$

С учетом (5.4) выражение (5.2) примет вид:

$$I_{C.3} = \frac{k_{\text{зап}} k_{C.3} I_{\text{max раб}}}{k_B}. \quad (5.5)$$

Уставка пусковых токовых реле, т.е. вторичный ток срабатывания, определяется по формуле

$$I_{C.3} = \frac{k_{\text{зап}} k_{C.3} k_{CX} I_{\text{max раб}}}{k_B k_T}, \quad (5.6)$$

где k_T — коэффициент трансформации трансформаторов тока; k_{CX} — коэффициент схемы, $k_{CX} = 1$ (полная, неполная звезда), $k_{CX} = \sqrt{3}$ (схема на разность токов двух фаз).

Определив ток срабатывания защиты, вычислим коэффициент чувствительности, позволяющий судить о выполнении второго и третьего условий:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз min}}}{I_{C.3}}. \quad (5.7)$$

Для МТЗ с шунтированием отключающих катушек выключателей, выполненных с реле типа РТ или РП, необходимо дополнительно проверить: 1) надежность срабатывания отключающих катушек выключателя после их шунтирования; 2) отсутствие возврата реле РТ (РП) после дешунтирования отключающей катушки ОК вследствие снижения вторичного тока ТТ; 3) допустимость максимального тока КЗ для контактов указанных типов реле.

Для проверки надежности срабатывания ОК необходимо:

а) вычислить вторичный ток ОК, необходимый для надежной работы:

$$I_2 = k_H I_{C.ок}, \quad (5.8)$$

где k_H — коэффициент надежности (1,25); $I_{с.ок}$ — ток срабатывания отключающей катушки.

б) определить ЭДС (E_2) трансформатора тока при прохождении вторичного тока I_2 :

$$E_2 = I_2(Z_H + Z_2), \quad (5.9)$$

где Z_H — сопротивление нагрузки, подключенной ко вторичной обмотке ТТ после дешунтирования ОК; Z_2 — сопротивление вторичной обмотки ТТ.

в) по кривой намагничивания ТТ найти его ток намагничивания $I_{нам}$ при ЭДС E_2 ;

г) рассчитать первичный ток $I_{1ко}$, при котором во вторичной обмотке проходит ток I_2 :

$$I_{1ко} = (I_2 + I_{нам})k_T, \quad (5.10)$$

где k_T — коэффициент трансформации ТТ;

д) проверить условие, необходимое для надежного действия ОК после дешунтирования:

$$I_{1ко} \leq I_{с.з}, \quad (5.11)$$

где $I_{с.з}$ — первичный ток срабатывания наиболее чувствительной защиты, действующей на дешунтирование ОК.

Для проверки отсутствия возврата реле из-за снижения вторичного тока ТТ необходимо, чтобы ток возврата реле был больше нового вторичного тока. Это выполняется при условии

$$I_2 = k_H I_{в.р}, \quad (5.12)$$

где I_2 — вторичный ток после дешунтирования ОК; $I_{в.р}$ — ток возврата реле.

Заменив в (5.2) значение тока возврата реле через (5.4) с учетом (5.10), получим

$$\frac{I_{с.з}}{k_T} - I_{ном} = k_{зап} k_B I_{с.р}, \quad (5.13)$$

где $I_{с.р}$ — первичный ток срабатывания защиты.

Проверка допустимости максимального тока КЗ для контактов реле, которыми производится дешунтирование ОК, производится по формуле

$$I_{2\text{кз max}} = \frac{I_{1\text{кз max}}}{k_T} \leq 150 \text{ А}, \quad (5.14)$$

где 150 А — предельно допустимый ток на контакты реле при нагрузке не более 4 Ом.

Максимальные токовые защиты могут выполняться с независимой и с ограниченно зависимой характеристиками времени срабатывания.

Выдержка времени защиты с независимой характеристикой выбираются по ступенчатому принципу, заключающемуся в том, что каждая последующая защита в направлении от потребителей электроэнергии к источнику питания имеет выдержку времени больше предыдущей на некоторую величину Δt , называемую степенью селективности.

Для схемы (см. рис. 5.11) время срабатывания защиты

$$t_1 = t_2 + \Delta t. \quad (5.15)$$

Величина ступени селективности Δt должна быть такой, чтобы успела сработать защита и отключиться выключатель поврежденного участка, прежде чем истечет выдержка времени вышестоящего участка. Для МТЗ с независимой характеристикой степень селективности

$$\Delta t_{\text{н.х}} = t_{\text{вык}} + \Delta t_{\text{КА1}} + \Delta t_{\text{КА2}} + t_{\text{зап}}, \quad (5.16)$$

где $t_{\text{вык}}$ — время срабатывания выключателя; в зависимости от типов выключателей составляет 0,05—0,3 с; $\Delta t_{\text{КА1}}$; $\Delta t_{\text{КА2}}$ — погрешность времени действия защит 1 и 2, которая может иметь как положительное, так и отрицательное значение; $t_{\text{зап}}$ — время запаса, учитывающее неточность настройки реле времени (0,1—0,15) с.

При определении Δt необходимо исходить из наиболее тяжелого случая, при котором погрешность защиты 1 имеет отрицательное значение, а защиты 2 — положительное.

У максимальных токовых реле с независимой характеристикой выдержка времени обусловлена погрешностью реле времени, а у защит с ограниченной зависимой характеристикой — погрешностью индукционного токового реле, совмещающего в себе

пусковой орган и орган выдержки времени (см. рис. 5.12). Эта погрешность может быть принята 0,05–0,1 с.

Для реле типа РТВ погрешность в независимой части характеристики составляет $\pm 0,03$ с, а в зависимой — 0,08–1 с.

При защите только индукционными реле в расчетах следует учитывать инерционную погрешность $t_{н1}$ в действии защиты I , так как из-за подвижной системы реле после отключения продолжает по инерции движение в сторону замыкания контактов. Она составляет 0,3–0,4 с.

Таким образом, степень селективности для защит с такими реле

$$\Delta t_{3,x} = t_{\text{вык}} + \Delta t_{\text{КА1}} + \Delta t_{\text{КА2}} + t_{\text{зап}} + t_{\text{н1}}, \quad (5.17)$$

где $\Delta t_{\text{КА1}}$ и $\Delta t_{\text{КА2}}$ — соответственно погрешность времени действия токового реле защиты поврежденного участка, срабатывающего на отключение с выдержкой времени, большей расчетной на величину погрешности реле, и такого же реле с выдержкой времени, меньшей заданной.

В расчетах степень селективности принимается равной 0,6–1 с для защит с ограниченно зависимой характеристикой, а для защит с независимой характеристикой 0,3–0,6 с.

Характеристику защиты I по заданной характеристике защиты 2 выбирают следующим образом: 1) строят характеристику выдержек времени защиты 2 в зависимости от тока реле; 2) по построенной характеристике определяют время срабатывания защиты 2 при токе $I_{\text{кз}}$ в расчетной точке (К2); 3) прибавив к этому времени степень селективности Δt , определяют время срабатывания защиты I и точку «А» (см. 5.12) характеристики защиты; 4) по току срабатывания и точке «А» выбирают характеристику реле по типовым характеристикам.

Максимальная токовая защита обладает достаточной селективностью, определенной чувствительностью; широко применяется в радиальных сетях всех уровней напряжения с одним источником питания, а в системах электроснабжения промышленных предприятий напряжением 10 кВ и ниже она является основной защитой.

5.4. ТОКОВАЯ ОТСЕЧКА

Токовая отсечка, являясь разновидностью максимальной токовой защиты, имеет ограниченную зону действия и в большинстве случаев реагирует мгновенно.

Селективность действия токовой отсечки достигается не выдержкой времени, а ограничением зоны защиты. Ток срабатывания отсечки отстраивается не от тока нагрузки, а от тока КЗ при коротком замыкании в конце защищаемой линии или в зоне защиты тех элементов, где она должна действовать.

Принцип действия отсечки основан на том, что ток КЗ уменьшается по мере удаления от источника питания, вблизи которого устанавливается защита, так как возрастает сопротивление короткозамкнутой цепи (рис. 5.13).

Ток срабатывания отсечки мгновенного действия выбирается так, чтобы она не срабатывала при повреждениях на смежных линиях или в трансформаторе питающей подстанции:

$$I_{c.з} = k_{\text{зап}} I_{\text{КЗ max}}, \quad (5.18)$$

а ток срабатывания реле тогда будет

$$I_{c.р} = \frac{k_{\text{зап}} I_{\text{КЗ max}} k_{\text{сх}}}{k_{\text{T}}}, \quad (5.19)$$

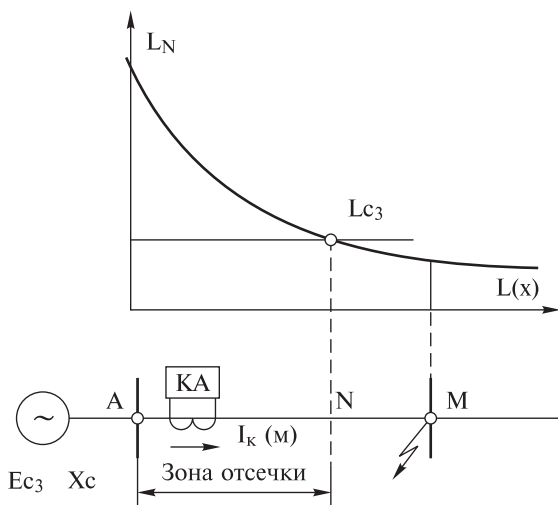


Рис. 5.13. Место установки токовой отсечки и ее характеристика

где $I_{\text{КЗ max}}$ — максимальное значение тока КЗ при КЗ на шинах противоположной подстанции; $k_{\text{зап}}$ — коэффициент запаса (1,1–1,5), учитывающий погрешности срабатывания реле в расчетах токов КЗ; $k_{\text{ск}}$ — коэффициент схемы; $k_{\text{т}}$ — коэффициент трансформации ТТ.

Зона действия определяется графически, как показано на рис. 5.14. Обычно строится зависимость тока КЗ от расстояния l (1/4l, 1/2l, 3/4l) до точки КЗ. По формуле (5.19) определяют ток срабатывания отсечки и проводят прямую 2 тока срабатывания. Точка пересечения кривой 1 и прямой 2 определяет зону действия отсечки, где ток КЗ превышает ток срабатывания.

Коэффициент чувствительности отсечки

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ1}}}{I_{\text{с.з}}}, \quad (5.20)$$

где $I_{\text{КЗ1}}$ — ток КЗ при повреждении в начале линии у места установки отсечки.

ПУЭ рекомендует применять отсечку, если ее зона действия охватывает не менее 20% защищаемой линии.

В отдельных случаях отсечка может защищать радиальную линию (см. рис. 5.14) с одним трансформатором, так как при его повреждении допустимо отключение линии. Ток отсечки выбирается таким, чтобы не отключались линии Л2 низшего

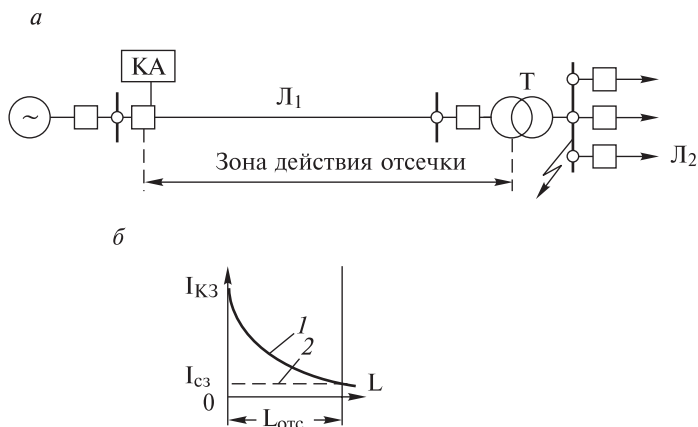


Рис. 5.14. Токовая отсечка на линии с односторонним питанием для одного трансформатора (а) и ее характеристика (б)

напряжения, при этом максимальное значение тока принимается на шинах (т. К).

Токовая отсечка может применяться также и на линиях с двусторонним питанием (рис. 5.15) с установкой ее с двух сторон защищаемой линии. Зависимости 1 и 2 показывают изменение токов КЗ, притекающих к точке КЗ со стороны подстанции А и со стороны подстанции Б. Токи срабатывания должны быть такими, чтобы отсечка не реагировала на повреждения вне защищаемой зоны. Поэтому он определяется по максимально возможному значению тока КЗ на стороне защищаемого участка, противоположной точке установки отсечки.

На практике часто применяют сочетание токовой отсечки с максимальной токовой защитой. Так как токовая отсечка защищает часть линии, то она используется в качестве дополнительной. Это дает возможность ускорить отключение повреждения при больших токах КЗ, вызывающих глубокое понижение напряжения на шинах подстанций.

При сочетании токовой отсечки с максимальной токовой защитой получается токовая отсечка со ступенчатой характеристикой времени срабатывания: причем токовая отсечка (первая ступень) срабатывает мгновенно и максимальная токовая защита — с выдержкой времени (вторая ступень).

На рис. 5.16, а, б в качестве примера приведены схема токовой отсечки с реле прямого действия, включенным на разность токов двух фаз, и схема токовой отсечки с двумя реле косвен-

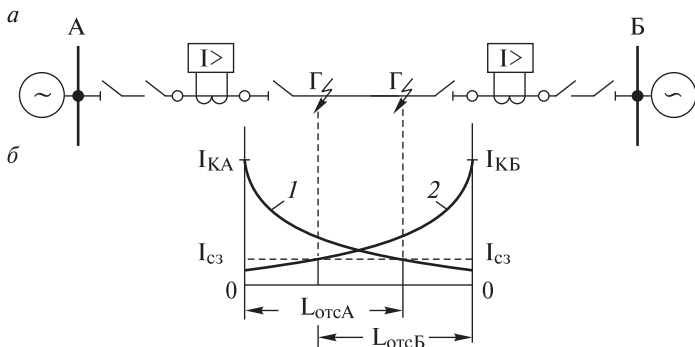


Рис. 5.15. Токовая отсечка на линии с двусторонним питанием (а) и ее характеристика (б)

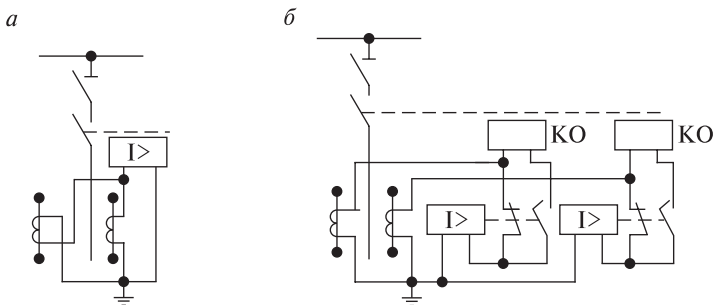


Рис. 5.16. Схема токовой отсечки с реле прямого действия (а) и двумя реле косвенного действия (б)

ного действия, включенными на токи двух фаз. Контакты реле косвенного действия включены в цепь питания отключающей катушки и при нормальной работе разомкнуты. При срабатывании этого реле обмотки КО и реле оказываются включенными последовательно. Опережающее срабатывание замыкающего контакта предохраняет размыкающий от перегорания.

После отключения выключателя цепь КО закорачивается размыкающими контактами реле косвенного действия, что предохраняет замыкающие контакты этого реле от подгорания при возвращении в исходное положение. Такого типа реле позволяет снизить коэффициент запаса и обеспечить более точную настройку тока срабатывания.

Токовая отсечка устанавливается обычно для защиты электродвигателей мощностью менее 5000 кВт, трансформаторов мощностью менее 6300 кВ·А, неактивированных линий, конденсаторных установок мощностью более 400 квар.

Токовую отсечку с одним реле применяют на электродвигателях мощностью менее 2000 кВт, а также на установках, где удовлетворяются требования чувствительности. Токовую отсечку с двумя реле устанавливают для защиты электродвигателей мощностью 2000 кВт и более, а также на тех электроустановках, где защита с одним реле не удовлетворяет требованиям чувствительности.

Отсечку устанавливают только со стороны питания. Независимо от числа реле ТТ обязательно должны размещаться в одних и тех же фазах для отключения только одного места повреждения при двойных замыканиях на землю.

5.5. ТОКОВАЯ НАПРАВЛЕННАЯ ЗАЩИТА

При широко используемом способе питания предприятий, особенно горных, когда сети закольцованы, часто применяют токовую направленную защиту.

Направленной называют защиту, действующую только при определенном направлении (знаке) мощности короткого замыкания.

В сетях с двухсторонним питанием и кольцевых (рис. 5.17, а, б) направление тока и мощности КЗ зависит от места повреждения и может иметь два противоположных значения. Например, при КЗ на линии Л2 (т. К₁) через защиту 5 проходит ток I_{K1B} от источника питания В к точке короткого замыкания.

При КЗ на линии Л3 (т. К₂) ток I_{K2A} через защиту 5 направлен от источника А и противоположен току I_{K1B} .

Как следует из векторной диаграммы (рис. 5.17, в), ток I_{K1} отстает от напряжения на шинах подстанции $U_{ш}$ на угол φ_{K1} ,

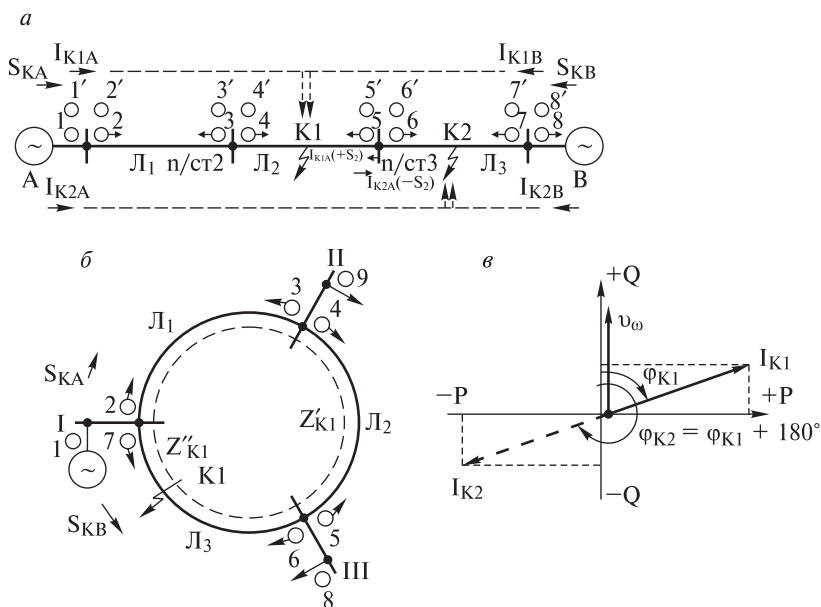


Рис. 5.17. Схемы сети с двухсторонним питанием и размещение защит:

а — радиальная сеть; б — кольцевая сеть; в — векторная диаграмма токов и напряжения при КЗ в т. К₁ и К₂ (○→ — токовая направленная защита)

а мощность КЗ (P и Q) положительны и направлены от подстанции к потребителям. При замыкании на линии ЛЗ ток I_{K2} сдвинут на 180° относительно I_{K1} , поэтому мощность КЗ в этом случае отрицательна и направлена от потребителя к подстанции.

Таким образом, направление мощности КЗ, проходящей в линии, показывает, где произошло повреждение — на защищаемой линии или на других ответвлениях подстанции. Поэтому защита по знаку мощности определяет, где произошло замыкание, и отключает только поврежденный участок.

Защита подает сигнал на отключение выключателя только тогда, когда сработает не только токовое реле, но и реле направления мощности, включаемое так, что действует на замыкание контактов только при направлении мощности КЗ от шин подстанции в линию.

Работа реле направления мощности зависит от знака подведенной к нему мощности и определяется:

$$S_p = U_p I_p \sin(\alpha - \varphi_p), \quad (5.21)$$

где α — постоянная величина, равная 0° ; 90° или α_1 ($90^\circ > \alpha_1 > 0^\circ$).

Ток срабатывания пусковых токовых реле направленной защиты выбирается так же, как для максимальной токовой защиты (выражения (5.5) и (5.6)). При этом пусковые токовые реле должны быть отстроены от максимального тока нагрузки, проходящего как от подстанции в линию, так и в обратном направлении. Если чувствительность токовых реле окажется недостаточной, то применяют блокировку по минимальному напряжению [8].

При трехфазных КЗ вблизи шин подстанции, где установлена максимальная направленная защита, напряжение на шинах подстанции снижается до нуля, вследствие чего напряжение на реле мощности оказывается недостаточным для его срабатывания, Участок линии, в пределах которого при трехфазном КЗ защита не действует из-за снижения напряжения, называется «мертвой зоной». Принципиальная схема токовой направленной защиты приведена на рис. 5.18. Реле мощности включены в две

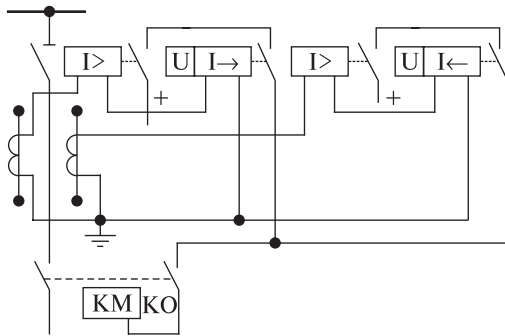


Рис. 5.18. Схема максимальной токовой направленной защиты

фазы, что обеспечивает защиту от междуфазных КЗ. Пусковым органом являются реле максимального тока, контакты которых включены последовательно с контактами реле мощности. Пусковые органы предназначены для исключения действия защиты при изменении направления подачи энергии. Если сеть включает большое число подстанций, то возникает необходимость

в обеспечении выдержки времени направленной защиты и поэтому схемы дополняют реле времени.

Особенностью направленной защиты является схема подключения реле мощности по однофазной или трехфазной схеме. Исходя из этого, такие схемы предусматривают включение реле на разноименные фазы тока и напряжения в сочетании, обеспечивающем в условиях КЗ правильное определение направления мощности и измерение возможной большей мощности (рис. 5.19).

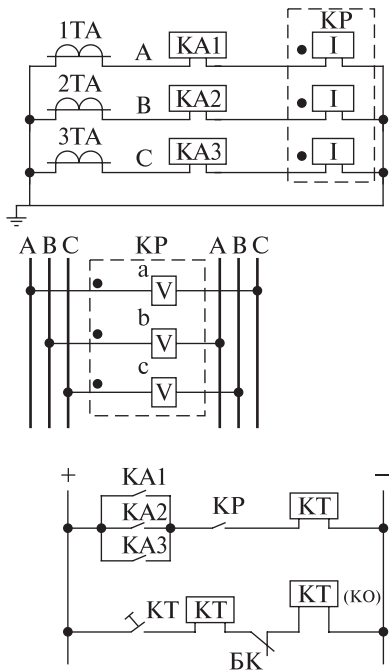


Рис. 5.19. Схема направленной защиты с токовым пусковым органом и трехфазным реле мощности, включенным по 30-градусной схеме

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Охарактеризуйте максимальную токовую защиту.
2. Как выбираются параметры МТЗ?
3. Как определяется величина ступени селективности?
4. Каков принцип действия токовой отсечки?
5. Каков принцип действия токовой направленной защиты?

Глава 6

ЗАЩИТА ОТ МНОГОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1 кВ

6.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Защита от многофазных замыканий требует селективного и быстрого отключения элементов электроустановки, предотвращая тем самым ее разрушение.

Наиболее распространенными видами защит всех элементов электрической системы являются токовая отсечка и дифференциальные защиты. Помимо этих защит используют дистанционную защиту и направленную защиту с высокочастотной блокировкой (высокочастотная защита). Выбор той или иной определяется требованиями защиты конкретной установки и схемы электроснабжения.

Дифференциальная защита подразделяется на продольную и поперечную. Продольная используется в основном для элементов с сосредоточенными нагрузками (электродвигатели, трансформаторы и др.), а также для линий относительно небольшой длины. Поперечная дифференциальная защита применяется для защиты параллельных линий.

6.2. ПРОДОЛЬНАЯ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЗАЩИТА

Действие защит основано на сравнении токов по величине и фазе в начале и конце защищаемого элемента. Для питания защиты на обоих концах защищаемого элемента устанавливаются ТТ с одинаковыми коэффициентами трансформации. Первичные обмотки ТТ включаются в линию, а вторичные

обмотки одноименных фаз и обмотка исполнительного реле соединяются в дифференциальную схему так, чтобы при КЗ вне зоны, ограниченной ТТ, ток в реле отсутствовал, а при КЗ в этой зоне был равен току в точке короткого замыкания (рис. 6.1, а, б).

Ток I_1 , являющийся первичным для ТТ, имеет различное направление относительно шин подстанций: на подстанции I он направлен от шин в линию, а на подстанции II — наоборот.

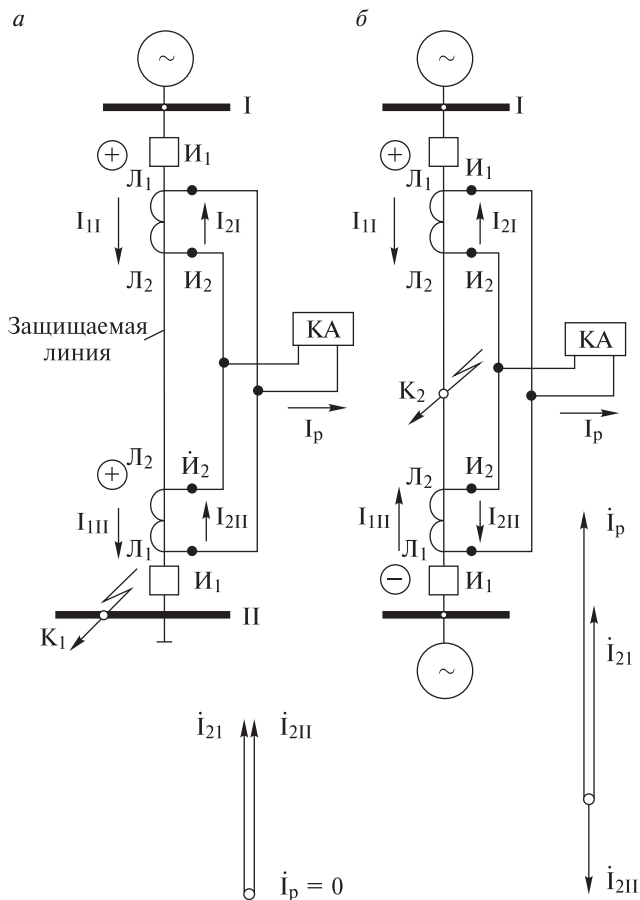


Рис. 6.1. Распределение токов в схеме продольной дифференциальной защиты и векторные диаграммы токов:

а — при внешних КЗ и в нормальном режиме; б — при КЗ в защищаемой зоне

При дифференциальной схеме соединения по соединительным проводам постоянно циркулирует ток, равный по величине вторичному току ТТ.

$$I_1 = I_2 = I_{\text{ц}} = I_1/k_{\text{т}},$$

где $I_{\text{ц}}$ — циркулирующий ток; I_1 — сквозной ток; $k_{\text{т}}$ — коэффициент трансформации; поэтому приведенные схемы называют схемами с циркулирующими токами.

На рис. 6.1, а показано направление первичных и вторичных токов при внешнем КЗ в т. K_1 , когда в линии проходит сквозной ток, а в соединительных проводах — циркулирующий. Для точек присоединения исполнительного реле согласно первому закону Кирхгофа можно записать:

$$I_1 = I_2 + I_{\text{р}}, \quad (6.1)$$

где I_1 и I_2 — вторичные токи ТТ₁ и ТТ₂; $I_{\text{р}}$ — ток реле защиты,

$$I_{\text{р}} = I_1 - I_2. \quad (6.2)$$

Из этого соотношения следует, что для внешнего КЗ при прохождении сквозного тока нагрузки или внешнего КЗ ток $I_{\text{р}}$ при одинаковых коэффициентах трансформации ТТ₁ и ТТ₂ ($I_1 = I_2$) будет равен нулю, т.е. дифференциальная защита на такие режимы не реагирует. Это позволяет сделать вывод о том, что она не требует выдержки времени, т.е. является селективной по принципу действия.

Вследствие погрешностей трансформаторов тока их вторичные токи имеют некоторые различия по величине и фазе, в результате чего в реле появляется ток небаланса $I_{\text{нб}}$ (рис. 6.2),

Известно, что

$$I_1 = I_1/k_{\text{т}} - I_{1\text{нам}};$$

$$I_2 = I_2/k_{\text{т}} - I_{2\text{нам}}, \quad (6.3)$$

где $I_{1\text{нам}}$ и $I_{2\text{нам}}$ — токи намагничивания трансформаторов тока ТТ₁ и ТТ₂.

Подставляя эти значения в (6.2), получаем

$$I_{\text{р}} = I_{2\text{нам}} - I_{1\text{нам}} = I_{\text{нб}}. \quad (6.4)$$

Выражение (6.4) показывает, что для снижения тока небаланса необходимо выравнять намагничивающие токи. Ток намагничивания зависит от индукции B или от вторичной ЭДС E_B трансформаторов тока (рис. 6.2, *a*, *б*), так как $B \equiv E_B$. Кривые 1, 2, 3 показывают, что ток небаланса будет равен нулю, если идентичность характеристик намагничивания 1 и 2, а также вторичных ЭДС E_B будет полной.

Поскольку совпадения характеристик на практике достичь не удастся, ток небаланса всегда присутствует, возрастая с увеличением индукции B , которая в свою очередь повышается при возрастании первичного тока КЗ $I_{кз}$ и вторичной нагрузки Z_H . Особенно ток небаланса возрастает при насыщении ТТ, так как усиливается различие между их токами намагничивания.

Для устранения этого стремятся, чтобы сердечники трансформаторов тока не насыщались при внешних КЗ. С этой целью применяются трансформаторы тока, насыщающиеся при больших кратностях тока КЗ и вторичной нагрузке Z_H , чему соответствуют трансформаторы класса Д, специально изготавливаемые для дифференциальной защиты (рис. 6.2, *б*). С другой стороны, ограничение вторичной ЭДС E_B осуществляют

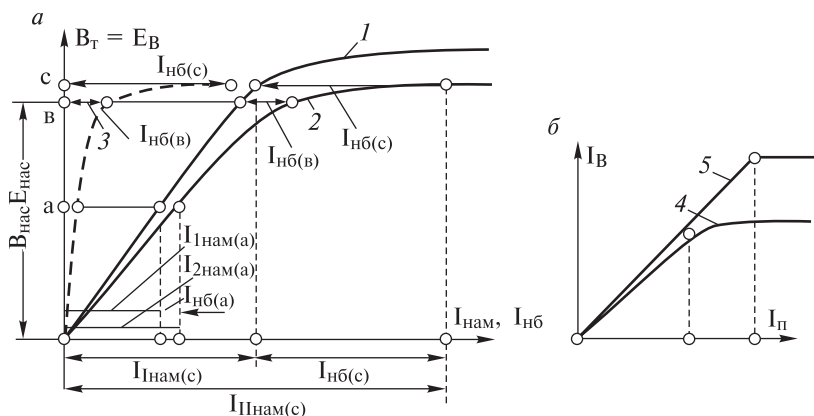


Рис. 6.2. Характеристики токов намагничивания и небаланса трансформаторов:

1 — вторичная ЭДС Т1, $E_{1B} = f(I_{1ном})$; 2 — вторичная ЭДС ТП, $E_{1B} = f(I_{1ном})$; 3 — ток небаланса; $I_{нб} = f(E_{1B}$ или B_T); 4 — характеристика обычного ТТ; 5 — характеристика ТТ класса Д

снижением нагрузки Z_H ТТ и увеличением их коэффициента трансформации k_T :

$$E_B = I_B(Z_B + Z_H) = \frac{I_{K3}}{k_T}(Z_B + Z_H). \quad (6.5)$$

Внешняя нагрузка каждого ТТ определяется, в основном, сопротивлением соединительных проводов от места установки ТТ до включения реле, сопротивление которого не учитывается, так как при внешних КЗ ток в нем отсутствует.

Для отстройки дифференциальной защиты от ложных срабатываний при токах небаланса ток срабатывания защиты должен быть больше максимального значения тока небаланса при внешних КЗ

$$I_{ср.з} = k_H I_{нб.мах}, \quad (6.6)$$

где k_H — коэффициент надежности отстройки защиты (1.3).

На рис. 6.1, б показано направление первичного и вторичного токов при КЗ в пределах защищаемой зоны. Ток КЗ в этом случае проходит только через ТТ₁, а по первичной обмотке ТТ₂ ток не проходит ($I_2 = 0$).

Вторичный ток ТТ₁ ($I_1 = I_{K3}/k_T$) в точке «а» разветвляется по двум параллельным ветвям, одной из которых является обмотка реле, а другой — вторичная обмотка трансформатора тока ТТ₂. Поскольку сопротивление вторичной обмотки ТТ, находящейся в режиме х.х., во много раз больше сопротивления обмотки исполнительного реле, то ток проходит через реле, т.е.

$$I_p = I_1 = I_{K3}/k_T.$$

Под действием этого тока реле срабатывает, давая команду на отключение выключателя.

В ряде случаев, когда при сквозных КЗ через трансформаторы тока дифференциальной защиты проходят большие токи КЗ, токи небаланса и токи срабатывания получаются очень большими. При этом защита не обеспечивает необходимой чувствительности даже в нормальном режиме. Для устранения этого используются реле с тормозным действием типа ДЗТ.

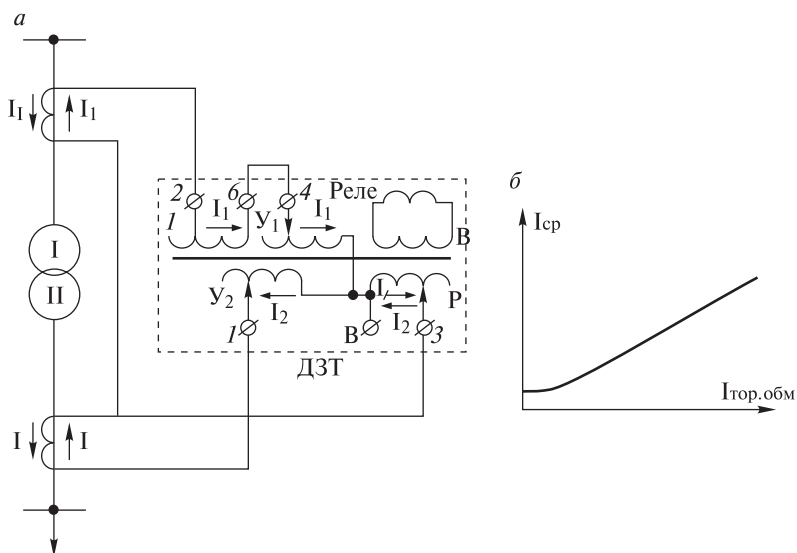


Рис. 6.3. Схема токовых цепей дифференциальной защиты с реле ДЗТ-11 для двухобмоточного трансформатора:

а — схема включения ДЗТ-11; *б* — тормозная характеристика $I_{cp} = f(I_{top.обм})$

На быстронасыщающемся трансформаторе БНТ (реле ДЗТ), кроме обмоток, что и у реле РНТ, расположены одна или несколько тормозных обмоток (рис. 6.3). Тормозная обмотка Т, включаемая в плечо дифференциальной защиты, по которой проходит сквозной ток КЗ, подмагничивает сердечник БНТ, что увеличивает ток срабатывания реле. Зависимость тока срабатывания реле ДЗТ от тока, проходящего в тормозной обмотке, (см. рис. 6.3, б) и называется тормозной характеристикой.

Реле ДЗТ выпускается с одной, тремя и четырьмя тормозными обмотками (ДЗТ-11; -13; -14).

6.3. ПОПЕРЕЧНАЯ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЗАЩИТА

Поперечные дифференциальные защиты применяются на параллельных линиях, имеющих одинаковое сопротивление. Принцип действия основан на сравнении величин и фаз токов, протекающих по обеим линиям. Так как сопротивления линий

в нормальном режиме и при внешнем КЗ равны, то токи в них также равны по величине и фазе (I_I и I_{II}) (рис. 6.4).

При возникновении КЗ на одной из линий идентичность токов нарушается: на питающем конце линии токи \dot{I}_I и \dot{I}_{II} совпадают по фазе, но различны по величине, а на противоположном — различны по фазе. Таким образом, неидентичность токов в защищаемых линиях является признаком повреждения одной из них.

Поперечные дифференциальные защиты различаются в зависимости от способа питания: на параллельных линиях, включенных под один общий выключатель — токовая поперечная защита; на линиях с индивидуальными выключателями — направленная поперечная защита.

Токовая поперечная дифференциальная защита

Защита основана на сравнении токов одноименных фаз параллельных сдвоенных линий (рис. 6.5) на напряжение до 10 кВ, когда пропускная способность одной линии оказывается недостаточной.

Трансформаторы тока устанавливаются с одинаковыми коэффициентами трансформации со стороны общих шин в од-

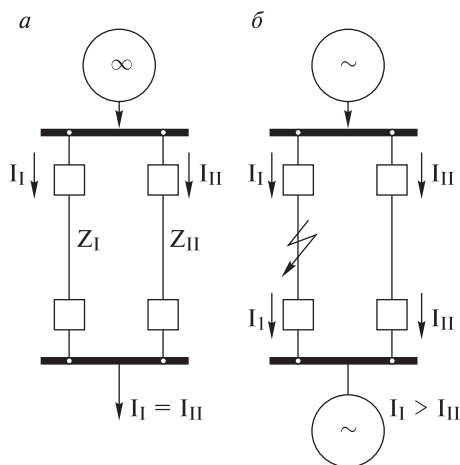


Рис. 6.4. Схема распределения токов в параллельных линиях:
 а — при нормальной нагрузке; б — при КЗ на одной линии

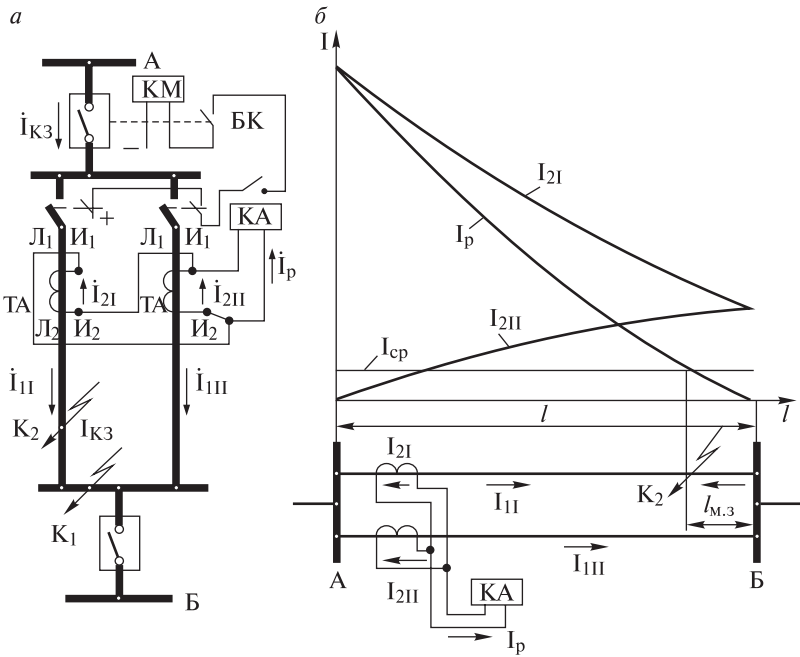


Рис. 6.5. Схема работы поперечной дифференциальной защиты параллельных линий:

a — включение реле; *б* — распределение токов при КЗ

ноименных фазах. Реле тока включаются на разность токов двух одноименных фаз сдвоенной линии по схеме с циркулирующими токами. При принятом направлении токов от шин в линию ток в реле

$$\dot{I}_p = \dot{I}_{2I} - \dot{I}_{2II}. \quad (6.7)$$

Поэтому в нормальном режиме и при внешнем КЗ (т. К₁) по обмотке реле проходит только ток небаланса.

Поскольку апериодическая слагающая тока небаланса в переходном процессе невелика, можно использовать обычное токовое реле без БНТ, ток срабатывания которого выбирается по условию:

$$I_{cp} = k_{зап} I_{нб. max \text{ расч}}, \quad (6.8)$$

где $k_{зап}$ — коэффициент запаса (1.3).

Максимальный расчетный ток небаланса

$$I_{\text{нб. макс расч}} = 0,1k_{\text{одн}}k_{\text{апер}}I_{\text{КЗ макс}}/(2k_{\text{T}}), \quad (6.9)$$

где $k_{\text{одн}}$ — коэффициент однотипности (0,5, ..., 1); $k_{\text{апер}}$ — коэффициент, учитывающий влияние аperiodической слагающей тока КЗ (при $t = 0$ $k_{\text{апер}} = 2$).

При КЗ на одной из линий (т. K_2) равенство токов I_{2I} и I_{2II} нарушается, вследствие чего в реле появляется ток и при величине $I_{\text{р}} \geq I_{\text{ср. р}}$ оно срабатывает и выключатель отключает линию.

При удалении точки КЗ от места установки защиты разница в величине первичных токов I_I и I_{II} уменьшается, так как сопротивления ветвей, по которым замыкаются токи, выравниваются. Поэтому при КЗ вблизи шин приемной подстанции в защите, установленной на питающей подстанции, разность токов $I_I - I_{II}$ оказывается меньше тока срабатывания $I_{\text{ср. з}}$ и она не действует ($I_{\text{ср. з}} = I_{\text{ср. р}}k_{\text{T}}$). Участок линии при КЗ, в пределах которого ток в защите недостаточен для срабатывания, называется мертвой зоной (МЗ) защиты. Согласно требованиям, величина мертвой зоны не должна превышать 10% длины защищаемой линии.

Направленная поперечная дифференциальная защита двух параллельных линий

Такая защита состоит из двух одинаковых комплектов реле, установленных со стороны питающей А и приемной Б подстанций (рис. 6.6).

В каждом комплекте защиты помимо токовых установлены реле направления мощности РМ, определяющие, в какой из параллельных линий произошло повреждение. Реле максимального тока предотвращают ложное срабатывание защиты под влиянием токов небаланса при внешнем КЗ или при отключении выключателя вручную на конце одной из параллельных линий.

Токовые обмотки всех реле каждого из комплектов защиты соединены между собой последовательно и питаются от последовательно соединенных вторичных обмоток трансформаторов тока одноименных фаз параллельных линий. Обмотки напряже-

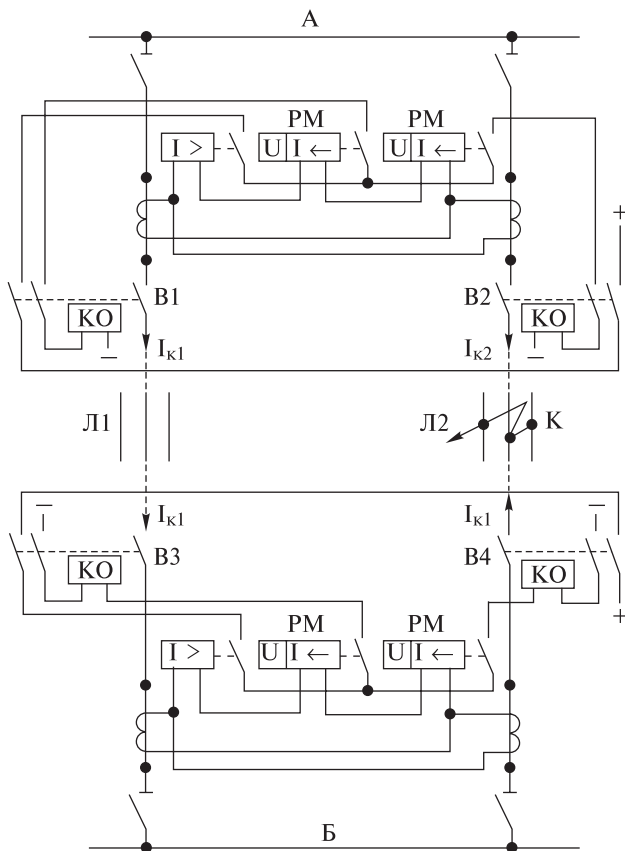


Рис. 6.6. Схема направленной поперечной дифференциальной защиты

ния реле мощности РМ питаются от трансформаторов напряжения ТН. В нормальном режиме ток в обмотках отсутствует.

При КЗ на одной из линий (т. К на линии Л2) ток I_{K2} , притекающий к точке КЗ на линии Л2, будет больше тока I_{K1} , притекающего к той же точке, но по линии Л1 и по приемной стороне линии Л2. Через токовые обмотки реле на питающей стороне будет протекать ток, пропорциональный разности токов I_{K2} и I_{K1} , замкнутся контакты токового реле и контакты реле РМ в цепи отключающей катушки выключателя B_2 в линии с большим током КЗ и выключатель B_2 отключит линию Л2 со стороны питания.

В это же время через токовые обмотки реле на приемной стороне будет протекать ток, пропорциональный удвоенному току $2I_{K1}$. Реле срабатывают и замыкают свои контакты в цепи выключателя В4 с приемной стороны поврежденной линии. Таким образом, линия Л2 будет отключена как со стороны питания, так и со стороны нагрузки. Одновременно отключаются оперативные цепи обоих комплектов поперечной защиты для предотвращения отключения неповрежденной линии.

При замыкании на линии Л1 токи, протекающие через токовые обмотки реле в обоих комплектах, будут сдвинуты на 180° по фазе по отношению к токам в тех же обмотках линии Л2. Замкнутся контакты в цепи отключающих катушек выключателей В1 и В3, отключающие поврежденную линию с двух сторон.

Ток срабатывания защиты должен лежать в пределах:

$$\frac{I_{K3 \min}^{(2)}}{k_q k_T} \geq I_{\text{ср.з}} \geq \frac{k_{\text{зап}} k_{\text{ном}}}{k_T}, \quad (6.10)$$

где $I_{K3 \min}^{(2)}$ — периодическая слагающая тока двухфазного КЗ в зоне защиты; k_q — коэффициент чувствительности, принимаемый равным 2 при КЗ в середине защищаемой зоны и 1,5 — при замыкании в конце ее; $I_{\text{ном}}$ — номинальный ток нагрузки одной линии; $k_{\text{зап}}$ — коэффициент запаса (1,3).

Поперечная дифференциальная направленная защита также обладает «мертвой» зоной.

6.4. ЗАЩИТА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Трансформаторы являются одним из основных элементов системы электроснабжения и поэтому должны быть защищены как от всех внешних, так и внутренних повреждений.

ПУЭ и соответствующая нормативная документация по релейной защите определяют виды и объем защиты в зависимости от типа трансформатора и места его установки. Выбор вариантов защиты определяется технико-экономическими расчетами, связанными с мощностью трансформатора.

Из всех возможных повреждений наиболее значительными считаются перегрузка, короткое замыкание и замыкание на корпус.

Вместе с тем, при включении трансформатора возникает пик переходного тока включения, превышающий в 20 раз номинальный ток при времени от 0,1 до 0,7 с. Вследствие насыщения магнитопровода возникает большой намагничивающий ток, максимум которого достигается при максимальной остаточной индукции и прохождении напряжения через нуль. Волна тока представляет собой гармонику 2-го порядка (рис. 6.7).

При очень высоком напряжении или чрезмерно низкой частоте возникает избыточный намагничивающий ток и искажается 5-я гармоника. Это весьма важно при отстройке тока срабатывания защиты от бросков намагничивающего тока.

Перегрузка у трансформатора может возникнуть вследствие увеличения общей нагрузки или из-за увеличения мощности у потребителей. Характеризуется она появлением сверхтоков, что ведет к повышению температуры, вызывающей повреждение электроизоляционных материалов и понижению срока службы самого трансформатора.

Короткое замыкание может возникнуть как снаружи трансформатора, так и внутри него.

Внешние КЗ — это междуфазное замыкание со стороны потребителя. Ток КЗ со стороны потребителя вызывает электродинамические усилия, которые могут привести к повреждению обмоток и возможному КЗ внутри трансформатора.

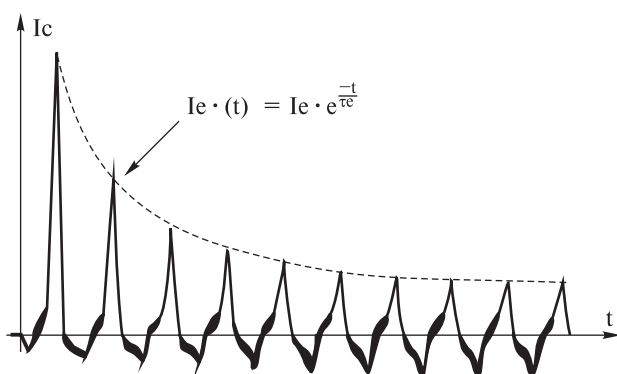


Рис. 6.7. Ток переходного процесса при включении трансформатора (\bar{I}_e — огибающая тока включения; τ_e — постоянная времени)

Внутренние КЗ — это замыкание между проводами различных фаз или между витками одной и той же фазы. Возникшая дуга может привести к повреждению обмотки и пожару. В масляных трансформаторах под действием дуги масло разлагается, выделяя газ. При слабых КЗ выделение газа незначительное, но накопление его — опасно. При сильных КЗ может быть разрушена обмотка, а также бак трансформатора, что приведет к разливу воспламенившегося масла.

К внутренним повреждениям относится также однофазное замыкание на корпус между обмотками и баком трансформатора либо между обмоткой и магнитопроводом. Это вызывает выделение газа в масляных трансформаторах. Амплитуда тока повреждения зависит от режима нейтрали сетей как со стороны источника питания, так и со стороны потребителя, а также от места повреждения в обмотке.

При соединении по схеме «звезда» (рис. 6.8, а) ток замыкания на корпус меняется от 0 до максимального значения в зависимости от места локализации повреждения: на выводе нейтрали или фазной обмотки.

При соединении по схеме «треугольник» (рис. 6.8, б) ток замыкания изменяется в пределах $(0,5-1,0)I_{\max}$ в зависимости от места локализации повреждения: в середине или на конце обмотки.

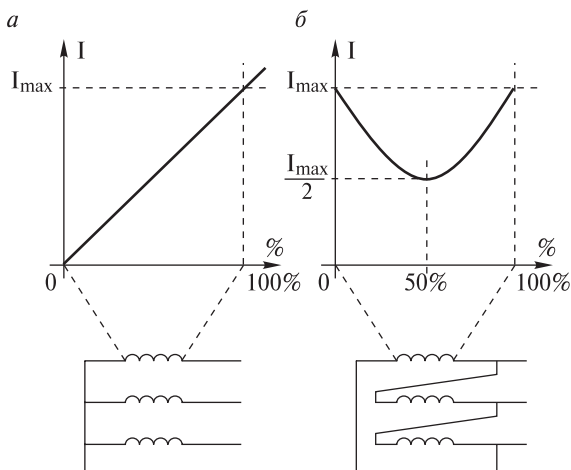


Рис. 6.8. Диаграмма зависимости тока повреждения от места повреждения при различной схеме соединения обмоток: в «звезду» (а) и «треугольник» (б)

Для силовых трансформаторов предусматривается релейная защита от следующих повреждений и аномальных режимов работы: междуфазных КЗ в обмотках и на выводах; однофазных КЗ в обмотке и на выводах; витковых замыканий в обмотках; скачков токов в обмотках при внешних КЗ; перегрузок; понижения уровня масла в маслонаполненных трансформаторах и в маслонаполненных вводах; «пожара» в стали.

Дифференциальная защита устанавливается на одиночно работающих трансформаторах мощностью 6300 кВ·А и выше; на параллельно работающих трансформаторах мощностью 4000 кВ·А и выше; а также на трансформаторах мощностью 1000 кВ·А и выше, если токовая отсечка не обеспечивает достаточной чувствительности ($k_{\text{ч}} < 2$), а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 с.

Для защиты трансформаторов мощностью 6300 кВ·А и выше от междуфазных замыканий, витковых и замыканий на землю используют дифференциальную токовую защиту, действующую без выдержки времени на отключение всех выключателей трансформаторов.

При расчете продольной дифференциальной защиты трансформаторов следует учитывать некоторые особенности, влияющие на ее выполнение и надежную работу.

Даже в том случае, когда трансформатор имеет коэффициент трансформации, равный единице, и одинаковое соединение обмоток, ток со стороны источника питания больше тока со стороны нагрузки на величину намагничивающего тока.

Намагничивающий ток в нормальном режиме составляет 1–5% номинального тока трансформатора и вызывает лишь некоторое увеличение тока небаланса. Однако при включении трансформатора под напряжение или восстановлении напряжения после отключения КЗ возникает скачок намагничивающего тока, величина которого в первый момент составляет $(5-8)I_{\text{ном. тр}}$, но через 1 с затухает до величины $1,2I_{\text{ном}}$. В связи с этим величина тока срабатывания защиты должна быть больше максимального намагничивающего тока — обязательное условие отстройки от скачков намагничивающего тока.

Поскольку у трансформаторов величины токов обмоток высшего, среднего и низшего напряжений не равны, то трансформаторы тока, выбираемые по номинальным токам обмоток, имеют различные K_T и конструктивное исполнение. Вследствие этого различны их характеристики и погрешности. Номинальные токи трансформаторов, как правило, не идентичны номинальным токам трансформаторов тока. Выбираются ТТ по величине тока, которая является наибольшей по отношению к величине номинального тока защищаемого трансформатора. Это вызывает дополнительный ток небаланса, от которого необходимо отстроить защиту.

Пример. Для силового трансформатора ТМН-6300-35/6,6 определить ток небаланса в дифференциальном реле при номинальной нагрузке (рис. 6.9).

1. Номинальный ток при напряжении 35 кВ

$$I_{1(35)} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 104 \text{ А.}$$

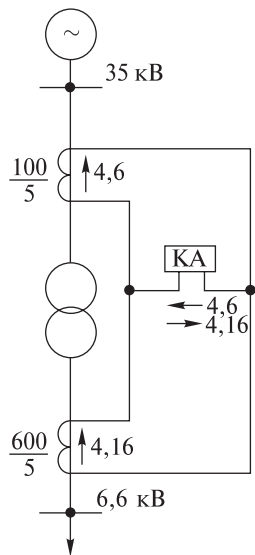


Рис. 6.9. Распределение вторичных токов в схеме дифференциальной защиты силового трансформатора

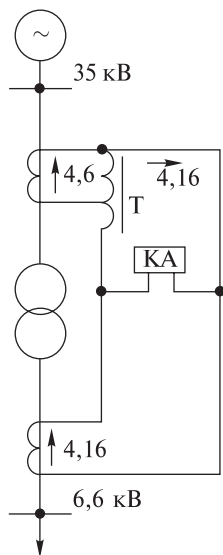


Рис. 6.10. Пример включения схемы автотрансформатора для выравнивания токов

2. Номинальный ток при напряжении 6,6 кВ

$$I_{1(6,6)} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 552 \text{ А} .$$

3. Выбираем трансформаторы тока для напряжений $U = 35 \text{ кВ}$ и $U = 6,6 \text{ кВ}$ с коэффициентами трансформации соответственно 100/5 и 600/5.

4. Вторичные токи трансформаторов тока

$$I_{2(35)} = \frac{I_{1(35)}}{k_T} = \frac{104}{100/5} = 4,16 \text{ А} ;$$

$$I_{2(6,6)} = \frac{I_{1(6,6)}}{k_T} = \frac{552}{600/5} = 4,6 \text{ А} .$$

5. Вследствие неравенства вторичных токов в плечах дифференциальной защиты проходит ток небаланса

$$I_{p. \text{ нб}} = I_{2(35)} - I_{2(6,6)} = 4,6 - 4,16 = 0,44 \text{ А} .$$

При сквозном КЗ этот ток возрастает пропорционально току КЗ, а также вследствие возрастания погрешностей ТТ с неодинаковыми характеристиками, что может вызвать ложное срабатывание дифференциальной защиты.

Таким образом, для снижения тока небаланса, вызванного неравенством вторичных токов ТТ дифференциальной защиты, необходимо выравнивание этих токов, что достигается применением автотрансформаторов или использованием уравнительных обмоток дифференциальных реле.

Рассмотренное выше соотношение токов справедливо только для трансформаторов, имеющих одинаковое соединение обмоток: звезда—звезда или треугольник—треугольник. При различном соединении обмоток эти соотношения несправедливы, так как токи со стороны обмотки, соединенной в звезду, и токи со стороны «треугольника» оказываются сдвинутыми относительно друг друга на некоторый угол, величина которого зависит от схемы соединения обмоток. Угловой сдвиг токов создает большие токи небаланса в реле дифференциальной защиты.

Для компенсации углового сдвига вторичных токов обмотки трансформаторов тока с первичной и вторичной сторон долж-

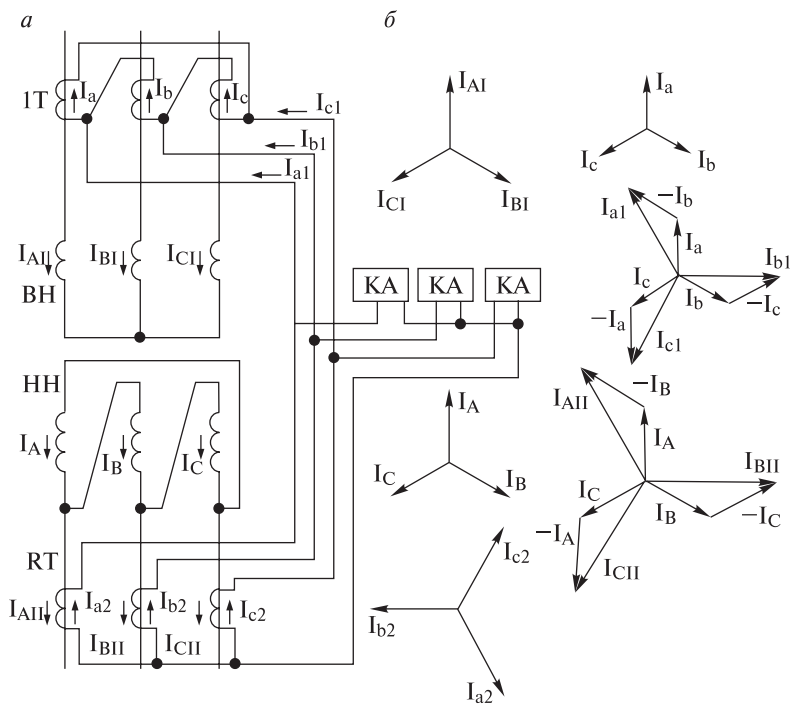


Рис. 6.11. Схема включения ТТ для компенсации углового сдвига (а) и векторные диаграммы токов (б)

ны соединяться по схеме, противоположной схеме соединения обмоток силового трансформатора (рис. 6.11).

Защита от внешних КЗ

Для защиты трансформаторов мощностью ниже 6300 кВ·А, работающих одиночно, и трансформаторов мощностью менее 4000 кВ·А, работающих параллельно, устанавливается токовая отсечка, действие которой рассмотрено в подразделе 5.4.

Токовая отсечка устанавливается со стороны источника и получает питание от тех же трансформаторов тока, что и максимальная токовая защита от внешних КЗ.

Если такая защита устанавливается на трансформаторах в сети с большими токами замыкания на землю, то выполняется она двумя реле тока, включенными на фазные токи, и одним

реле — на токи нулевой последовательности. В сетях с малыми токами замыкания на землю предусматриваются два реле, включенные на фазные токи, или одно — на разность токов двух фаз.

При КЗ на вводе трансформатора ток КЗ со стороны источника питания значительно выше, чем со стороны нагрузки за трансформатором. Исходя из этого, уставка тока срабатывания защиты определяется:

$$I_{\text{ср.з}} = \frac{k_{\text{отс}} k_{\text{сх}} I_{\text{КЗ max}}^{(3)}}{k_{\text{T}}},$$

где $k_{\text{отс}}$ — коэффициент отстройки защиты (1,3–1,4); $k_{\text{сх}}$ — коэффициент схемы; $I_{\text{КЗ max}}^{(3)}$ — максимальное значение периодической слагающей тока (при $t = 0$) в месте установки защиты при трехфазном КЗ на стороне низшего напряжения.

Чувствительность отсечки проверяется по выражению

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ I}} k_{\text{сх}}}{I_{\text{ср}} k_{\text{T}}} \leq 2,$$

где $I_{\text{КЗ I}}$ — ток КЗ со стороны источника питания.

При защите силовых трансформаторов от внешних КЗ используют: максимальную токовую защиту с пусковыми органами [7]; трехфазную трехрелейную; двухфазную двухрелейную; двухфазную трехрелейную. Защита служит для отключения питания внешних многофазных КЗ при отказе выключателя смежного поврежденного элемента или его защиты, а также может использоваться как резервная по отношению к основным собственным защитам трансформатора.

В качестве защиты трансформаторов от внешних токов КЗ используются: а) токовые защиты шин секций распределительных устройств низшего и среднего напряжений; б) максимальная токовая защита с пуском напряжения, которая устанавливается со стороны высшего напряжения: на двухобмоточных трансформаторах — двухрелейная, а на трехобмоточных — трехрелейная. Реле питаются от ТТ, соединенным, как правило, в треугольник.

Пусковые органы могут получать питание как от шинных трансформаторов напряжения, так и трансформаторов напряже-

ния, устанавливаемых до вводных выключателей напряжением 6–35 кВ, если от них не питаются расчетные счетчики.

Для максимальной токовой защиты от внешних КЗ на стороне высокого напряжения ток срабатывания

$$I_{\text{ср. з}} \geq \frac{k_{\text{сх}} k_{\text{отс}} I_{\text{max}}}{k_{\text{в}} k_{\text{т.ВН}}}, \quad (6.11)$$

где $k_{\text{сх}}$ — коэффициент схемы ($\sqrt{3}$ или 1); $k_{\text{отс}}$ — коэффициент отстройки защиты (1,2); $k_{\text{в}}$ — коэффициент возврата (0,8–0,85); I_{max} — наибольшее значение тока нагрузки трансформатора с учетом самозапуска электродвигателей; $k_{\text{т.ВН}}$ — коэффициент трансформации со стороны высшего напряжения.

При необходимости ограничения токов КЗ и установке реакторов на стороне низшего или среднего напряжения для их защиты используется дифференциальная токовая защита, присоединяемая к выносным ТТ, которые устанавливаются на шинной перемычке между выводами трансформатора, реактора и трансформатором тока, встроенным в вводные КРУ.

Для защиты используются реле типа РНТ-565 или ДЗТ-11. Выбор типа реле определяется требованиями чувствительности защиты. Если защита с реле РНТ-565 обеспечивает коэффициент чувствительности меньше 2, используют ДЗТ-11. Тормозная обмотка реле подключается к ТТ, расположенному в КРУ, что обеспечивает отсутствие торможения при КЗ в защищаемой зоне.

Определение уставок и чувствительности продольной дифференциальной защиты реактора выполняется в соответствии с принятым типом реле в следующей последовательности:

1) определяется ток реактора, соответствующий номинальной мощности трансформатора — $I_{\text{ном НН}}$;

2) устанавливается коэффициент трансформации трансформатора тока — $k_{\text{т}}$;

3) вычисляется вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальному току $I_{\text{ном НН}}$:

для реле РНТ-565

$$I_2 = I_{\text{ном НН}}/k_{\text{т}};$$

а для реле ДЗТ-11 — наибольшее значение тока нагрузки реактора может приниматься равным номинальному току реактора — $I_{p. \max}$;

4) определяется расчетный ток небаланса, обусловленный погрешностью ТТ при внешнем КЗ (РНТ-565):

$$I_{\text{нб.расч}} = \varepsilon I_{\text{к. max}}^{(3)},$$

где ε — относительная полная погрешность ТТ (0,1);

5) находится первичный ток срабатывания защиты по условию отстройки от тока небаланса:

$$I_{\text{ср. з}} \geq k_{\text{отс}} I_{\text{нб. расч}}, \quad (6.12)$$

где $k_{\text{отс}}$ — коэффициент отстройки (1,3);

6) определяется расчетный ток срабатывания реле:

$$I_{\text{ср. расч}} = I_{\text{ср. з}}/k_{\text{T}}; \quad (6.13)$$

7) устанавливается расчетное число витков обмотки реле:

$$\text{РНТ-565 } W_{\text{расч}} = \frac{100}{I_{\text{ср.расч}}}; \quad \text{ДЗТ-11 } W_{\text{раб.расч}} = \frac{100}{I_{\text{р. max}}}; \quad (6.14)$$

для реле первого типа принятое число витков должно быть меньше расчетного, а для второго — ближайшее целое число к $W_{\text{раб. расч}} — W_{\text{раб}}$;

8) определяется число витков тормозной обмотки для реле ДЗТ-11

$$W_{\text{тор.расч}} = \frac{1,5\varepsilon W_{\text{раб}}}{\text{tg}\alpha} = 0,2W_{\text{раб}};$$

принятое число витков выбирается из условия $W_{\text{тор}} \geq W_{\text{тор. расч}}$ и ряда чисел 1, 3, 5, 7, 9, 13, 18, 24;

9) определяется коэффициент чувствительности защиты для реле:

$$\text{РНТ-565 } k_{\text{ч}} = \frac{0,87I_{\text{к2min}} W}{k_{\text{T}} \cdot 100};$$

$$\text{ДЗТ-11 } k_{\text{ч}} = \frac{0,87I_{\text{к2min}} W_{\text{раб}}}{k_{\text{T}} \cdot 100}; \quad (6.15)$$

где $I_{кз \min}$ — ток при двухфазном КЗ на выводах реактора со стороны КРУ.

В качестве основной быстродействующей защиты трансформаторов от внутренних КЗ применяется продольная дифференциальная защита.

На рис. 6.12 приведена принципиальная электрическая схема защиты трансформатора напряжением 110–220/6–10/6–10 кВ со схемой управления и защиты (рис. 6.13).

Трансформаторы тока для продольной дифференциальной защиты устанавливаются со всех сторон защищаемого трансформатора. Для двухобмоточных трансформаторов используется двухрелейная схема, а для трехобмоточных — трехрелейная, причем вторичные обмотки ТТ на сторонах высшего и среднего напряжения соединяются в треугольник, а на стороне низшего напряжения — в полную звезду.

Схемы продольной защиты строятся на базе реле типа ДЗТ-11 или комплекта защиты ДЗТ-21. При наличии токоограничивающих реакторов со стороны низшего (среднего) напряжения для определения места КЗ целесообразно отдельно выполнять дифференциальную защиту реакторов.

Тормозная обмотка реле ДЗТ-11 обычно подключается к трансформаторам тока, установленным на стороне низшего (среднего и низшего) напряжения.

Чувствительность дифференциальной защиты проверяется при КЗ на выводах с учетом влияния тока, протекающего в реле; регулирования напряжения (РПН) при работе устройств автоматического регулирования коэффициента трансформации ($k_{ч. \min} = 2$). При КЗ за реактором на стороне низшего напряжения допускается снижение коэффициента чувствительности до 1,5.

Определение уставок и чувствительности защиты на базе реле ДЗТ-11 производится в следующей последовательности:

1) рассчитывается первичный ток срабатывания защиты из условия отстройки от броска намагничивающего тока:

$$I_{ср. з} = 1,5I_{ном. ВН}; \quad (6.16)$$

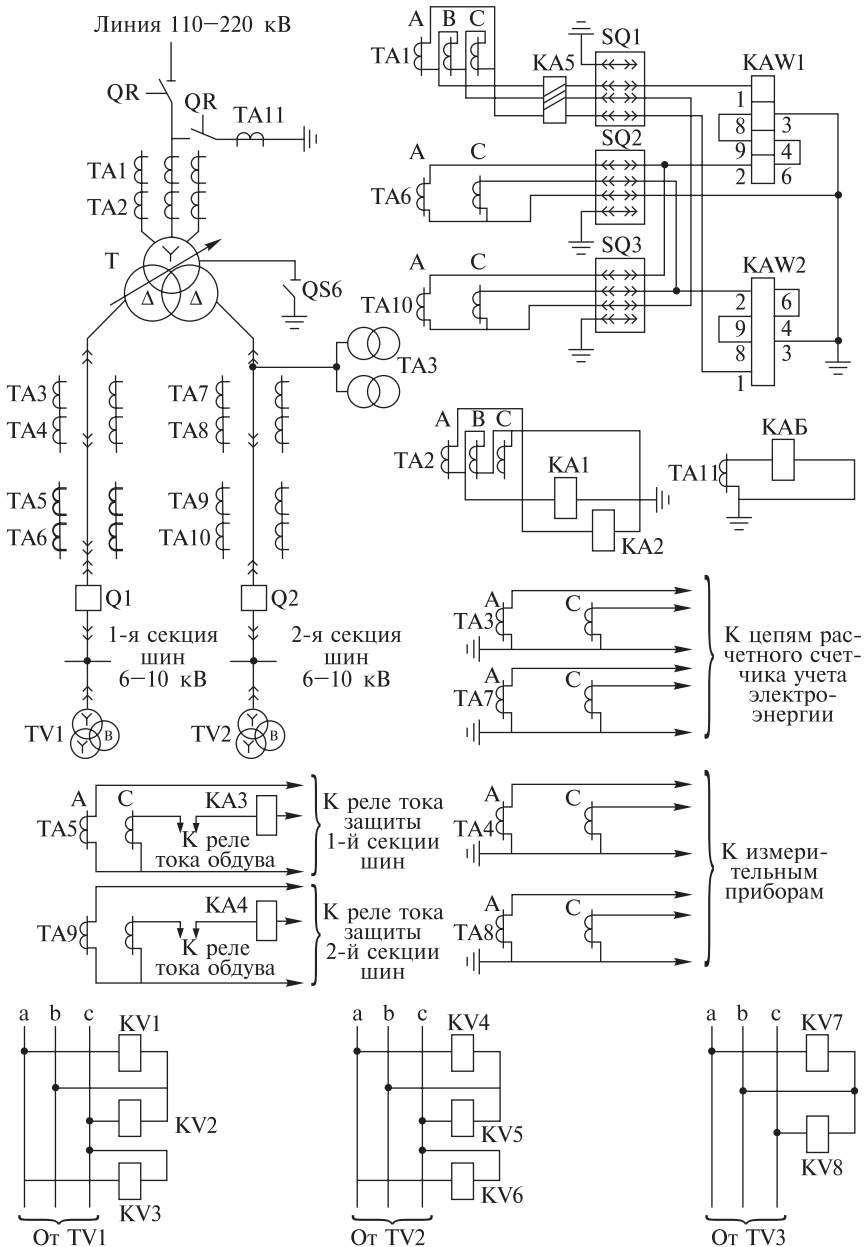


Рис. 6.12. Схема защиты силового трансформатора

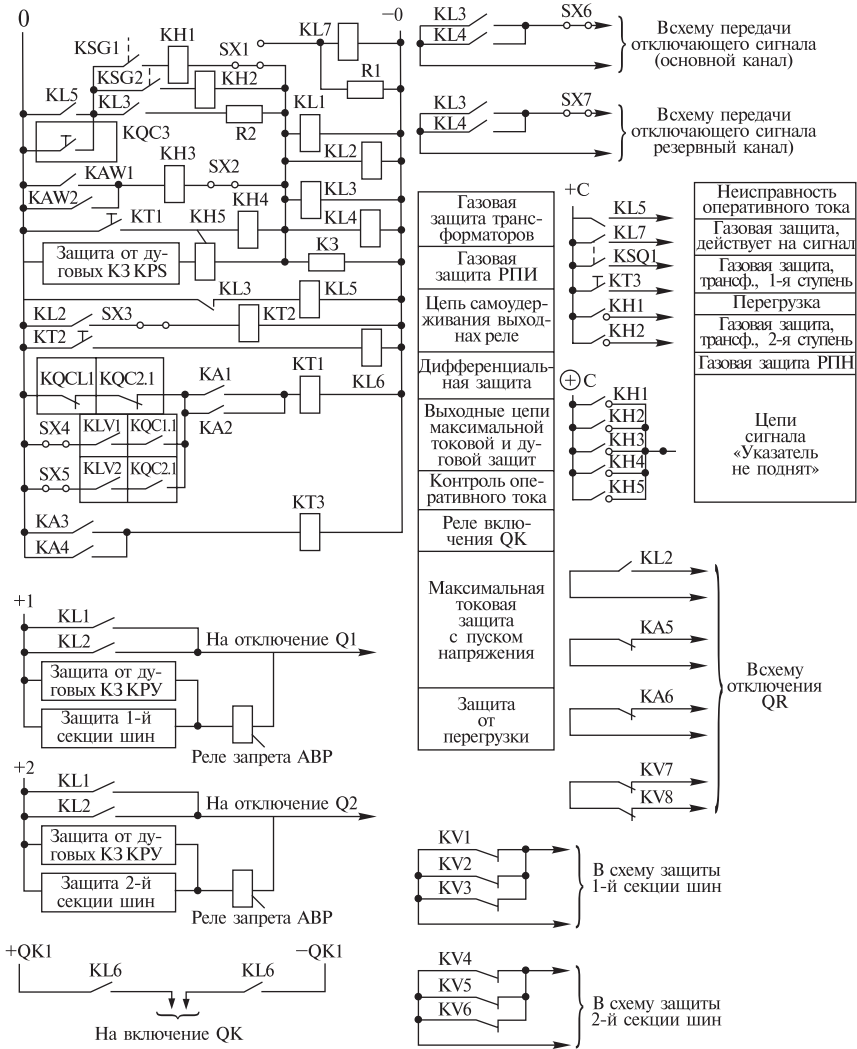


Рис. 6.13. Схема управления и сигнализации системы защиты силового трансформатора

2) вычисляется расчетный ток срабатывания реле, приведенный к стороне ВН:

$$I_{\text{ср.р}} = \frac{\sqrt{3}I_{\text{ср.з}}}{k_{\text{т1}}}; \quad (6.17)$$

3) определяется расчетное число витков рабочей обмотки реле, включаемых в плечо защиты со стороны ВН:

$$W_{\text{ВНрасч}} = \frac{100}{I_{\text{ср.р}}}, \quad (6.18)$$

принимается $W_{\text{ВН}} \leq W_{\text{ВН расч}}$;

4) находится число витков рабочей обмотки реле, включаемых в плечо защиты со стороны НН:

$$W_{\text{ННрасч}} = \frac{W_{\text{ВН}} I_{\text{ном.ВН}}}{I_{\text{ном.НН}}}, \quad (6.19)$$

принимается $W_{\text{НН}}$ — ближайшее к $W_{\text{НН расч}}$ целое число:

5) устанавливается число витков тормозной обмотки реле, включаемых в плечо защиты со стороны НН:

$$W_{\text{тор.расч}} = \left(\varepsilon + \Delta u + \frac{W_{\text{НН}} - W_{\text{ННрасч}}}{W_{\text{ННрасч}}} \right) \frac{1,5W_{\text{НН}}}{\text{tg}\alpha}, \quad (6.20)$$

где Δu — относительная погрешность, обусловленная РПН, принимается равной половине суммарного диапазона регулирования напряжения; α — угол наклона касательной к тормозной характеристике реле типа ДЗТ-11, $\text{tg } \alpha = 0,75$; принятое значение $W_{\text{тор}} > W_{\text{тор. расч.}}$, выбранное из ряда 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 18, 24;

6) определяется минимальное значение тока в реле при двухфазных КЗ на выводах НН, соответственно на среднем и крайнем ответвлениях РПН:

$$I_{\text{р1}} = \frac{1,5I_{\text{кmin1}}^{(3)}}{k_{\text{т1ВН}}}, \quad (6.21)$$

$$I_{\text{р2}} = \frac{1,5I_{\text{кmin2}}^{(3)}}{k_{\text{т1ВН}}}, \quad (6.22)$$

где $I_{\text{кmin1}}^{(3)}$ и $I_{\text{кmin2}}^{(3)}$ соответственно трехфазные токи КЗ на среднем и крайнем ответвлениях на выводах НН;

7) определяется минимальное значение коэффициента чувствительности защиты при двухфазном КЗ на выводах НН соответственно на среднем и крайнем ответвлениях РПН:

$$k_{ч1} = \frac{I_{p1} W_{ВН}}{100} \geq 2;$$

$$k_{ч2} = \frac{I_{p2} W_{ВН}}{100} \geq 1,5. \quad (6.23)$$

Расчет продольной дифференциальной защиты с реле РНТ-565 подробно изложен в [9].

Принцип защит и примеры применения модулей SEPAM

Перегрузка. Для защиты используется модуль ANSI 51, выполняющий функции максимальной токовой защиты в фазах с независимой или обратно зависимой выдержкой времени. Она является селективной по отношению к вторичным функциям защиты.

У сухих трансформаторов или трансформаторов с жидким диэлектриком контролируется температура диэлектрика (ANSI 26) и температура обмоток (ANSI 49).

Нагрев определяется путем моделирования зависимости количества выделенного тепла от проходящего тока и тепловой инерции трансформатора с целью контроля наилучшей чувствительности температуры, для чего используется функция тепловой защиты (ANSI 49RMS).

У трансформаторов среднего (МТ) и низкого напряжения (ВТ) перегрузка контролируется на стороне низкого напряжения расцепителем с большой выдержкой времени головного выключателя низкого напряжения (ВТ).

От коротких замыканий используются несколько защит: 1) для защиты масляных трансформаторов: газовые реле для трансформаторов высокого напряжения (НТ/НТ, например — при напряжении 110/10(6,6) кВ или детекторы газа и давления для трансформаторов высокого и низкого напряжения (НТ/ВТ);

2) для трансформаторов малой мощности защита обеспечивается предохранителями напряжением выше 1 кВ;

3) максимальная токовая защита, мгновенная (ANSI 50) используется при больших токах КЗ в первичной обмотке. Защита воздействует на выключатель со стороны первичной обмотки. Селективность обеспечивается тем, что уставка тока срабатывания отстраивается в сторону увеличения от тока КЗ во вторичной обмотке (рис. 6.14, а);

4) от междуфазных КЗ применяется дифференциальная защита (ANSI 87T), устанавливаемая на трансформаторах большой мощности. Для четкого своевременного отключения защиты измеряется 2-я гармоника дифференциального тока, определяющая включение выключателя, а также 5-я гармоника, обеспечивающая насыщение трансформатора (рис. 6.14, б).

От замыканий на корпус используется максимальная токовая защита с малой выдержкой времени (ANSI 51G), устанавливаемая в цепи заземления корпуса трансформатора. При таком варианте корпус трансформатора должен быть изолирован от земли, защита селективная и реагирует только при замыкании на корпус (рис. 6.14, в).

Для защиты от замыкания на землю предусмотрены варианты: 1) защита от замыканий на землю (ANSI 51N) установлена со стороны источника питания для устранения замыкания первичной обмотки на корпус; 2) защита от замыканий на землю (ANSI 51), установленной на вводе щита, если заземление сети со стороны потребителя осуществляется со стороны первичной обмотки понижающего трансформатора, т.е. в системе сборных шин (рис. 6.14, г). Защита селективна, так как чувствительна к замыканиям фазы на землю в трансформаторе или на линиях как со стороны источника питания, так и со стороны нагрузки; 3) дифференциальная защита от замыканий на землю (ANSI 64REF) при условии, что защита от замыканий установлена в нейтрали силового трансформатора (рис. 6.14, д). Функция дифференциальной защиты осуществляется сравнением тока нулевой последовательности и фазного тока на выводе трансформатора; 4) защита от замыканий на землю нейтрали (ANSI 51G), если нейтраль трансформатора заземлена со стороны потребителя (рис. 6.14, е); 5) защита максимального напряже-

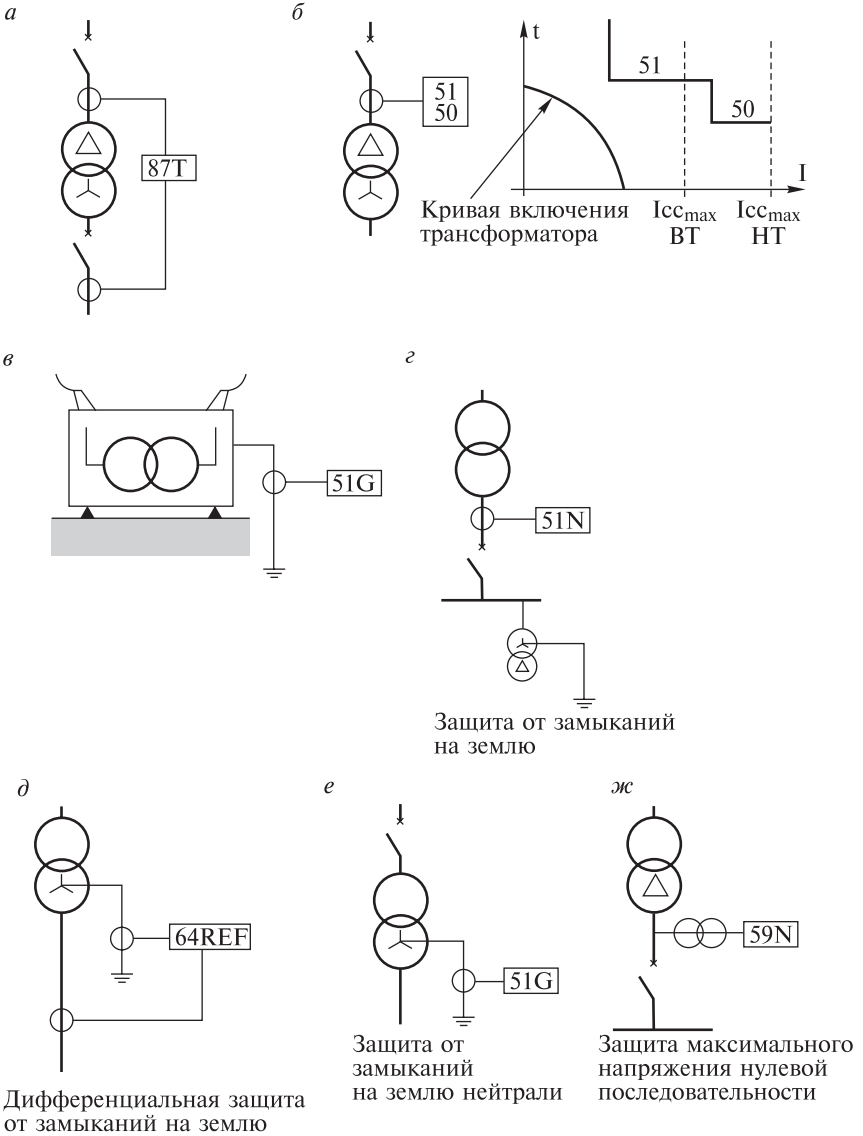


Рис. 6.14. Защитные модули SEPAM для защиты силовых трансформаторов от токов КЗ (*а*, *б*), защита от замыканий на корпус (*в*), защиты от замыканий на землю (*г*, *д*, *е*, *ж*)

ния нулевой последовательности (ANSI 59N) при условии, что нейтраль со стороны потребителя изолирована относительно земли (рис. 6.14, ж).

Рекомендации по уставкам защиты приведены в табл. 6.1.

Таблица 6.1

Повреждение	Защита	Код ANSI	Регулировки
Перегрузка			
	Контроль температуры изоляции (масляный трансформатор)	26	Сигнал 95 °С; отключение 100 °С
	Контроль температуры обмоток (сухой трансформатор)	49Т	Сигнал 150 °С; отключение 160 °С
	Тепловая защита	49RMS	Уставка аварийной сигнализации = 100% нагрева Уставка отключения = 120% нагрева Постоянная времени порядка 10–30 мин
	Выключатель низкого напряжения		Уставка $\geq I_n$
Короткое замыкание			
	Предохранитель		Выбор ном. тока в соответствии с методикой, используемой Оператором
	Максимальная мгновенная токовая защита в фазах	50	Уставка $> I_{\text{внешн. max}}$
	Максимальная токовая защита с независимой выдержкой времени	51	Уставка $< 5 I_n$ Выдержка времени $\geq T$ со стороны потребителя + 0,3 с
	Максимальная токовая защита с зависимой выдержкой времени	51	Уставка с обратно зависимой выдержкой времени селективной с защитой со стороны потребителя, примерно $3 I_n$
	Дифференциальная защита с процентной характеристикой	87Т	Угол наклона = 15% + диапазон регулировки Минимальная уставка 30%
	Газовое реле или датчики газа и давления	63	Логика управления

Повреждение	Защита	Код ANSI	Регулировки
Замыкание на землю			
	Максимальная токовая защита от замыканий на корпус трансформатора	51G	Уставка >20А, выдержка времени 0,1 с
	Максимальная токовая защита от замыканий на землю	51N/51G	Уставка $\leq 20\% I_{\max}$ от замыканий на землю и >10% ном. тока ТТ (для ЗТТ и при подавлении Н2) Выдержка времени 0,1 с при замыкании в трансформаторе Выдержка времени, селективная, с защитами отходящих присоединений
	Дифференциальная защита от замыканий на землю	64REF	Уставка 10% I_n , без выдержки времени
	Максимальная токовая защита от замыканий на землю нейтрали	51G	Уставка максимально допустимого тока через токоограничивающий резистор
	Защита максимального напряжения нулевой последовательности	59N	Уставка = 10% максимального напряжения нулевой последовательности V_{Tsd}
Насыщение			
	Контроль насыщения	24	Уставка > 1,05 U_n/I_n Выдержка времени: 1 ч.

Примеры включения модулей SEPAM для защиты силовых трансформаторов приведены на рис. 6.15.

6.4.1. Выбор уставок защиты силовых трансформаторов напряжением 6,3/0,4 и 10/0,4 кВ

Силовые трансформаторы напряжением 6,3/0,4 и 10/0,4 кВ широко применяются на горных предприятиях как с подземным, так и открытым способом разработки. Схема рекомендуемых защит приведена на рис. 6.4.1-П1:

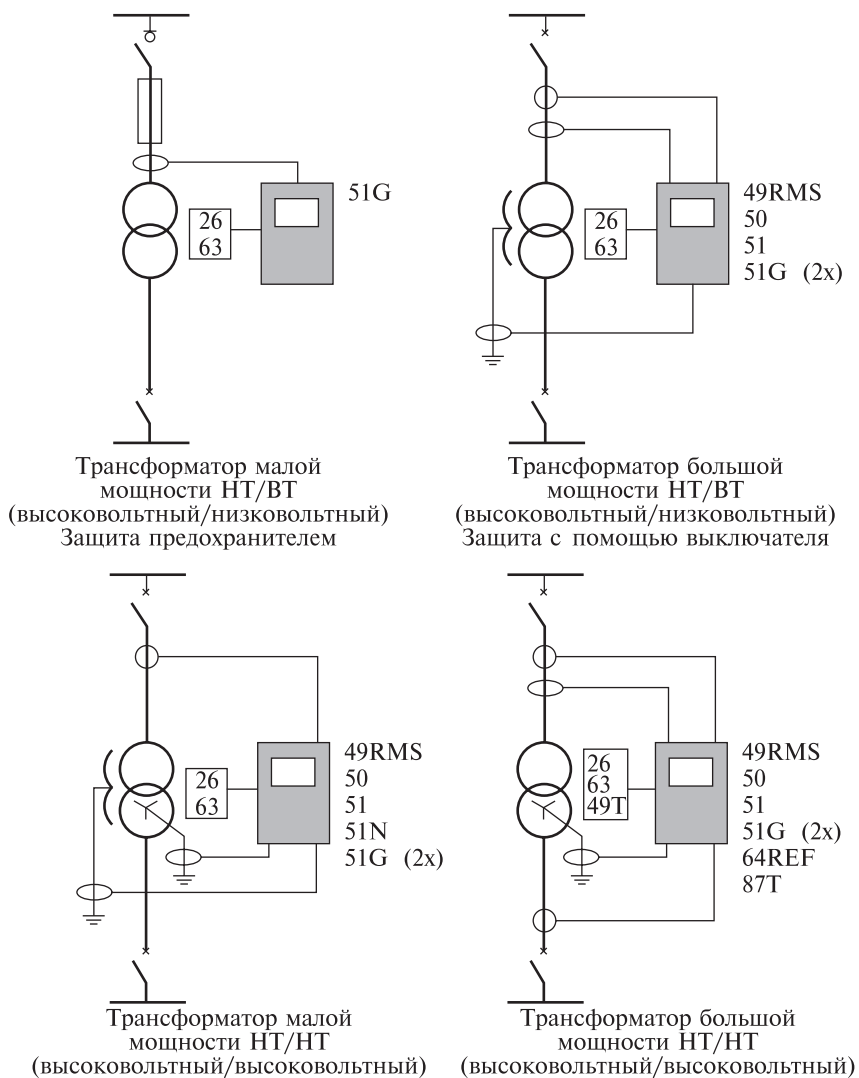


Рис. 6.15. Перечень и схемы подключения модулей SEPAM для защиты силовых трансформаторов

- максимальная токовая защита (МТЗ) трансформатора устанавливается со стороны ввода 6,3(10,5) кВ и является защитой ввода 0,4 кВ. Если вводы реактивированы, то это единственная защита от междуфазных КЗ, так как

быстродействующие защиты не применяются в данном случае. МТЗ выполняет функцию резервной защиты при отказе токовых защит трансформатора или выводе их из работы. Уставка обязательно выбирается при условии, что защита не сработает при самозапуске электродвигателей. При использовании модулей SEPAM защита питается от трех трансформаторов тока ТА1-ТА3.

Ток срабатывания защиты с учетом отстройки от режима самозапуска электродвигателей определяется по выражению:

$$I_{\text{ср.з}} = \frac{K_{\text{н}} K_{\text{сзп}}}{K_{\text{в}}} I_{\text{max раб}}, \quad (6.24)$$

где $K_{\text{н}}$ — коэффициент надежности срабатывания защиты; $K_{\text{сзп}}$ — коэффициент самозапуска, отражающий увеличение нагрузки за счет одновременного пуска электродвигателей,

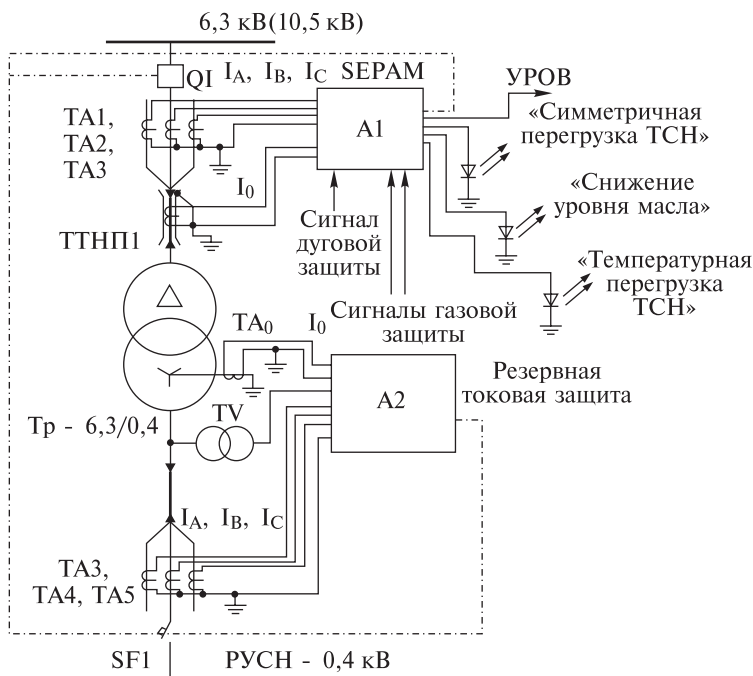


Рис. 6.4.1-III. Защиты силового трансформатора напряжением 6,3(10,5)/0,4 кВ

которые затормозились при снижении напряжения из-за КЗ; K_B — коэффициент возврата реле тока.

Для МТЗ с временем срабатывания более 0,3 с при защите трансформаторов 6,3(10,5)/0,4 кВ — $K_{сзп} \geq 1,1-1,3$, $K_H = 1,1$, $K_B = 0,935 \pm 0,05$ (по данным Schneider Electric), $I_{\max \text{ раб}}$ — максимальное значение рабочего тока, которое определяется с учетом возможной перегрузки трансформатора.

Ток срабатывания МТЗ трансформатора по условию согласования чувствительности последующей и предыдущей защиты

$$K_{\text{ср.з посл}} \geq K_{\text{н. согл}} \cdot I_{\text{ср.з пред}}, \quad (6.25)$$

где $K_{\text{н. согл}}$ — коэффициент надежности согласования защит (1,1–1,4 — для защит прямого действия); $I_{\text{ср.з пред}}$ — уставка тока срабатывания МТЗ РУ-0,4 кВ, приведенная к стороне 0,4 кВ с учетом коэффициента трансформации.

При согласовании защит временной селективности срабатывание последующей защиты увеличивается на ступень селективности по отношению к предыдущей

$$t_{\text{сраб. посл}} = t_{\text{сраб. пред}} + \Delta t, \quad (6.26)$$

где Δt — ступень селективности. Для терминалов SEPAM эта величина равна 0,3 с. В остальных случаях должна определяться по формуле

$$\Delta t = t_{\text{откл}} + t_{\text{возвр}} + t_{\text{погр.1}} + t_{\text{погр.2}} + t_{\text{зап}}, \quad (6.27)$$

где $t_{\text{откл}}$ — время отключения выключателя; $t_{\text{возвр}}$ — время возврата защиты (по справочным данным для реле SEPAM — 0,05 с); $t_{\text{погр.1}}$ и $t_{\text{погр.2}}$ — погрешность срабатывания по времени соответственно для предыдущей и последующей защиты (0,025 с); $t_{\text{зап}}$ — время запаса надежности срабатывания ($t_{\text{зап}} = 0,1$ с) реле. Для модулей SEPAM $\Delta t = 0,3$ с. Для защит с реле РВ, ЭВ-110(120) — $\Delta t = 0,4(0,5)$ с. При согласовании модулей SEPAM с реле времени РВ-0,1, ЯРЭ (полупроводниковые) — $\Delta t = 0,3-0,4$ с. При согласовании с электромеханическими реле РТ-80, РТ-90 — $\Delta t = 0,6$ с, а при применении реле РТВ — $\Delta t = 0,8$ с.

Чувствительность МТЗ определяется:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{срз}}}, \quad (6.28)$$

где $I^{(2)}$ – ток двухфазного КЗ на выводах трансформатора со стороны 0,4 кВ; $I_{\text{ср.з}}$ – ток срабатывания (уставка) защиты.

- токовая отсечка от междуфазных КЗ со стороны напряжения 6,3(10,5) кВ. Для защиты трансформаторов менее 4000 кВ·А применяется токовая отсечка. Для трансформаторов 6300 кВ·А и более — продольная дифференциальная защита. Если токовая отсечка не обеспечивает чувствительности защиты ($K_{\text{ч}} \geq 1,5$), то на трансформаторах > 1000 кВ·А устанавливают продольную дифференциальную защиту. Она же выполняет функцию быстродействующей защиты от всех видов КЗ в обмотках трансформаторов, от КЗ на выводах и в соединениях с шинами ВН и НН.

Уставка срабатывания должна выбираться больше тока трехфазного КЗ на стороне 0,4 кВ и по условию селективности не должна сработать при КЗ на этой стороне. В зону действия защиты попадают выводы обмотки 6,3(10,5) кВ, первичная обмотка и кабель от трансформатора до выключателя Q1. При защите SEPAM сигнал снимается с трансформаторов ТА1–ТА3. Токовая отсечка должна работать без выдержки времени и действовать на выключатель Q1 и независимый расцепитель SF1. Эта защита относится к основным защитам трансформатора и должна отключать выключатель без выдержки времени.

Токовая отсечка от междуфазных КЗ не должна срабатывать по условиям селективности при КЗ на стороне 0,4 кВ. Защита не должна срабатывать от броска намагничивающего тока при включении выключателя, т.е. $I_{\text{ср.отс}} > I_{\text{намаг}}$.

Уставка по току срабатывания отсечки равна

$$I_{\text{ср.отс}} = I_{\text{КЗ}}^{(3)} K_{\text{отс}}, \quad (6.29)$$

где $I_{\text{КЗ}}^{(3)}$ — ток трехфазного КЗ на выводах обмотки 0,4 кВ, защищаемого трансформатора; $K_{\text{отс}}$ — коэффициент отстройки, учитывающий погрешность работы модуля и погрешность при расчете токов КЗ (1,1–1,15).

При включении силового трансформатора со стороны ВН отношение броска намагничивающего тока к амплитуде номинального тока не превышает 5, что соответствует отношению тока намагничивания к действующему значению тока первой

гармоники: $5 \cdot \sqrt{2} = 7,05$. Если условие $I_{\text{ср. отс}} > I_{\text{намаг}}$ не выполняется, то защиту необходимо отстраивать и уставка выбирается из выражения

$$I_{\text{ср. отс}} = I_{\text{намаг}} K_{\text{отс}} = I_{\text{max нам}} K_{\text{бр}} K_{\text{отс}}, \quad (6.30)$$

где $I_{\text{max нам}}$ — максимальный ток трансформатора с учетом возможной перегрузки; $K_{\text{бр}}$ — коэффициент, учитывающий бросок намагничивающего тока (7,05).

Защита обладает независимой от тока характеристикой, срабатывает без выдержки времени и действует на отключение трансформатора через выключатель Q1 и независимый расцепитель АВ SF1. Защита выдает сигнал на АВР. Используется первая ступень МТЗ SEPAM (ANSI 50/51).

- защита от симметричных нагрузок выполняется с помощью одной из ступеней SEPAM-50/51. Такая защита не устанавливается на реактированных линиях напряжением 6,3(10,5) кВ. Этой защитой возможна реализация функции от тепловой перегрузки (49RSM).

Защита работает на сигнал. Ток срабатывания защиты от перегрузки определяется по выражению:

$$I_{\text{ср.пор}} = K_{\text{отс}} \frac{I_{\text{НОМ}}}{K_{\text{В}}}, \quad (6.31)$$

где $K_{\text{отс}}$ — коэффициент отстройки защиты (1,05); $I_{\text{НОМ}}$ — номинальный ток трансформатора в сети 6,3(10,5) кВ.

Время срабатывания защиты от симметричных перегрузок (в целях устранения ложных срабатываний) должно быть больше времени срабатывания основных защит трансформатора. Рекомендуемая выдержка времени защиты трансформаторов составит 9 с.

- защита от ОЗЗ в сети 6,3(10,5) кВ. Защита выбирается в зависимости от режима нейтрали. При применении модулей SEPAM используется специальный трансформатор тока нулевой последовательности ТТНП1 типа CSU-120 и CSU-200. Защита относится к основным и работает на сигнал или отключение. При ОЗЗ в сети с изолированной нейтралью допускается работа не более двух часов.

В такой сети или в сети с заземленной нейтралью через высокоомный резистор защита работает на сигнал или на отключение;

- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ). Эта функция используется для обнаружения неисправности выключателя, который не отключается после срабатывания токовых защит. УРОВ (ANSI 50BF) применяется для всех трансформаторов напряжения 6,3(10,5) кВ, так как защиты вводов 6,3(10,5) кВ при КЗ на стороне 0,4 кВ имеют недостаточную чувствительность. Сигнал УРОВ — с задержкой (0,3–0,4 с). Токовая уставка УРОВ — $I_{\text{ср. УРОВ}} = (0,2 \div 2,0) I_{\text{ном}}$ ($I_{\text{ном}}$ — номинальный ток защищаемого трансформатора). Уставка должна быть больше уставки токовых защит, работающих на сигнал, чтобы исключить возможность неправильного действия УРОВ при срабатывании сигнализации;
- резервная токовая защита от междуфазных КЗ предназначена для резервирования защит и АВ при междуфазных КЗ в любой точке сети 0,4 кВ;
- дуговая защита выполняется во всех шкафах КРУ 6,3(10,5) кВ для снижения (исключения) объема повреждений при КЗ с открытой электрической дугой. Она выполняется с контролем тока КЗ в цепи питания защищаемой секции;
- газовая защита применяется для защиты трансформаторов с масляным охлаждением, она — резервная для всех токовых защит. Логические сигналы от этой защиты подаются в SEPAM. Она также подает сигнал о снижении уровня масла в баке трансформатора и может работать на «сигнал»;
- токовая защита трансформатора использует модули, позволяющие подключать датчики температуры (никелевые и платиновые термометры). Температурная защита работает на сигнал;
- резервная токовая защита нулевой последовательности на стороне 0,4 кВ срабатывает при отказе токовых защит и автоматических выключателей при ОЗЗ на стороне 0,4 кВ.

Трансформатор тока TA_o (ТЗЛМ, ТК-20) устанавливается в цепи заземления нейтрали трансформатора. Такая защита должна иметь время срабатывания 0,3 м;

- токи КЗ в сети 0,4 кВ могут достигать от 8 до 18 кА и зависят от мощности трансформатора, схемы включения обмоток и U_{K3} . При таких токах и времени срабатывания более 0,3 м ОЗЗ могут перейти в многофазные КЗ. Если время срабатывания резервной защиты будет больше 0,3 с, то ОЗЗ переходит в междуфазные, защита нулевой последовательности не работает, а работают осечки автоматических выключателей или резервная защита от междуфазных КЗ в сети 0,4 кВ.

Выбор уставок защиты для силового трансформатора с использованием принципа временной селективности рассмотрен в примере.

Пример: Выбрать уставки защиты для схемы, представленной на рис. Пр-1, с использованием принципа временной селективности действия защит при исходных данных: напряжение системы 6,3 кВ; двигатель шахтной подъемной машины АКН5-2-17-57-12УЗ ($P_{ном} = 1250$ кВт; $U_{ном} = 6,3$ кВ; $\cos \varphi_{ном} = 0,82$; $\eta_{ном} = 0,948$); силовой трансформатор типа ТМ-1600 10/0,4 для питания потребителей техкомплекса поверхности шахты ($S_{ном} = 1600$ кВ·А; $U_{ном1} = 6,3$ кВ; $U_{ном2} = 0,4$ кВ; $U_k = 5,5\%$; $I_{xx} = 1,3\%$); ток КЗ на шинах 6,3 кВ — 9300 А без учета подпитки от электродвигателя ШПМ.

Порядок расчета:

1. Определяем внутреннее сопротивление системы:

$$z_c \approx x_c = \frac{E_c}{\sqrt{3}I_{K3}^{(3)}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 9300} = 0,392 \text{ Ом.}$$

2. Определяем сопротивление силового трансформатора ТМ-1600, приведенное к ВН:

$$z_{тр} = U_k \frac{U_{ВН}^2}{100S_{тр.ном}} = \frac{5,5 \cdot 6,3^2}{100 \cdot 1,600} = 1,36 \text{ Ом.}$$

3. Определим ток КЗ на шинах 0,4 кВ, приведенный к ВН:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{E_c}{\sqrt{3}(z_c + z_{тр})} = \frac{6300}{\sqrt{3}(0,392 + 1,36)} = 2078 \text{ А.}$$

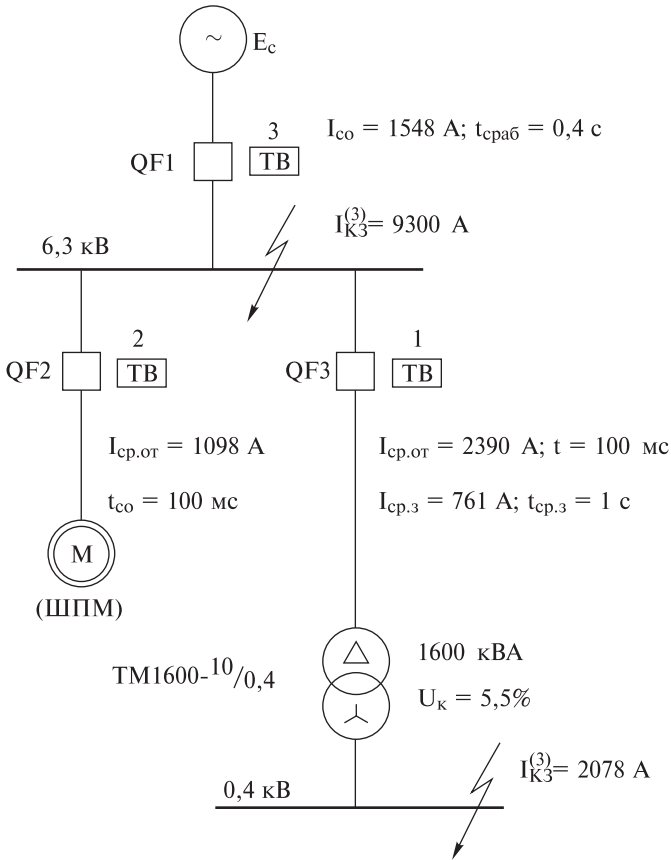


Рис. Пр-1. Схема электроснабжения для расчета уставок защиты

4. Номинальный ток трансформатора на стороне 6,3 кВ:

$$I_{\text{ном.тр}} = \frac{S_{\text{тр.ном}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 146,8 \text{ А.}$$

Так как трансформатор масляный, то длительно допустимая перегрузка по любой обмотке допускается на 5% $I_{\text{ном}}$ при условии, что напряжение отвлечения не превышает номинальное. С учетом этого, длительно допустимый максимальный ток будет равен:

$$I_{\text{мах доп. тр}} = I_{\text{ном. тр}} + 0,05I_{\text{ном. тр}} = 146,8 + 7,34 \cong 154 \text{ А.}$$

Такой ток может быть характерен для трансформатора, не работающего в режиме длительных перегрузок. Если допустимы перегрузки, то определяется фактический ток с учетом возможных перегрузок.

5. Выбираем уставку защиты для токовой отсечки 1 силового трансформатора по условию отстройки от тока трехфазного КЗ на стороне 0,4 кВ и отстройки от броска намагничивающего тока трансформатора:

$$I_{\text{сраб.от.1}} = K_{\text{отс}} I_{\text{КЗ}}^{(3)} = 1,15 \cdot 2078 \cong 2390 \text{ А};$$

$$I_{\text{сраб.от.2}} = K_{\text{отс}} I_{\text{ном}} K_{\text{бр}} = 1,15 \cdot 154 \cdot 7,05 \cong 1248 \text{ А};$$

$$I_{\text{сраб.от.1}} > I_{\text{сраб.от.2}}.$$

Принимаем ток срабатывания отсечки по большому току отстройки от трехфазного КЗ на шине 0,4 кВ (выводах вторичной обмотки трансформатора):

$$I_{\text{сраб.от}} = I_{\text{сраб.от.1}} = 2390 \text{ А}.$$

Для обеспечения селективности срабатывания защиты время срабатывания отсечки принимаем $t_{\text{сраб.от}} = 100 \text{ мс}$.

6. Выбираем ток срабатывания максимальной токовой защиты МТЗ (защита 1) по условию отстройки от максимального тока нагрузки трансформатора с учетом самозапуска обобщенной нагрузки в сети 0,4 кВ (т.е. без электродвигателей напряжением выше 1 кВ):

$$I_{\text{ср.з}} \geq 4I_{\text{max доп. тр}};$$

$$I_{\text{ср.з}} = K_{\text{отс}} \frac{4I_{\text{max доп.тр}}}{K_{\text{в}}} = \frac{1,15 \cdot 4 \cdot 1,54}{0,93} = 761 \text{ А}.$$

Время срабатывания МТЗ определяется временем срабатывания предыдущей защитой на автоматическом выключателе в сети 0,4 кВ с учетом ступени селективности по времени $\Delta t = 0,3-0,4 \text{ с}$. Допустим, полученное время $t_{\text{ср.з}} = 1 \text{ с}$.

7. Определяем номинальный ток электродвигателя в сети 6,3 кВ.

$$I_{\text{ном.ЭД}} = \frac{P_{\text{ном.ЭД}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} \cos \varphi_{\text{ном}} \eta_{\text{ном}}} = \frac{1250}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 0,82 \cdot 0,948} = 148 \text{ А.}$$

8. Для защиты 2 выбираем уставку срабатывания отсечки по отстройке от пускового тока электродвигателя:

$$I_{\text{сраб.от2}} = K_{\text{отс}} K_{\text{пуск}} \frac{I_{\text{ном.ЭД}}}{K_{\text{в}}} = \frac{1,15 \cdot 6 \cdot 148}{0,93} = 1098 \text{ А.}$$

Для отстройки защиты от апериодической слагающей броска пускового тока электродвигателя время срабатывания отсечки $t_{\text{сраб.от}} = 100 \text{ мс.}$

9. Уставка защиты для МТЗ (защита 3) по условию КЗ в электродвигателе будет:

$$I_{\text{сраб.от3}} = \frac{K_{\text{отс}} (I_{\text{сраб.от2}} + I_{\text{max доп.тр}})}{K_{\text{в}}} = \frac{1,15(1098 + 154)}{0,93} = 1548 \text{ А.}$$

Уставка по времени для МТЗ с независимой характеристикой (защита 3):

$$t_{\text{сраб}} = t_{\text{сраб.от.2}} + \Delta t = 100 + 300 = 400 \text{ мс} = 0,4 \text{ с,}$$

где $t_{\text{сраб.от.2}}$ — время срабатывания предыдущей защиты; Δt — ступень селективности.

10. Чувствительность МТЗ равна:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{ср.з}}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{I_{\text{КЗ}}^{(3)}}{I_{\text{ср.з}}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{2071}{761} = 2,36,$$

т.е. $> 1,5$.

11. Токовая защита от симметричных перегрузок работает на сигнал, используя одну из ступеней МТЗ терминала SEPAM. Ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{ср.з.пер}} = \frac{K_{\text{отс}} I_{\text{ном}}}{K_{\text{в}}} = \frac{1,05 \cdot 146,8}{0,93} = 165,7 \text{ А.}$$

Если исходить из принципа логической селективности, то уставки выбираются так же как и для временной селективности. Однако время срабатывания защиты 3 при логической селективности принимается $t_{\text{сраб.от}} = 150 \text{ мс.}$ Такая уставка обеспечит отстройку от времени пуска токовых отсечек предыдущих за-

щит. Таким образом, при возникновении КЗ на сборных шинах 6,3 кВ отсечка защиты 3, не получив сигнала логической блокировки, сработает с выдержкой 150 мс (а не 400 мс), что позволяет уменьшить время отключения КЗ.

6.5. ЗАЩИТА СБОРНЫХ ШИН

Система сборных шин является узлами распределения электроэнергии и имеет, как правило, несколько выводов. Для защиты такой системы используются несколько вариантов в зависимости от назначения.

Для секций сборных шин напряжением 6–35 кВ предусматривается защита от многофазных КЗ, а также сигнализация о замыканиях на землю. Определяющим для типа защиты является конструктивное исполнение и расположение шин: внутри и вне комплектных распределительных устройств (КРУ).

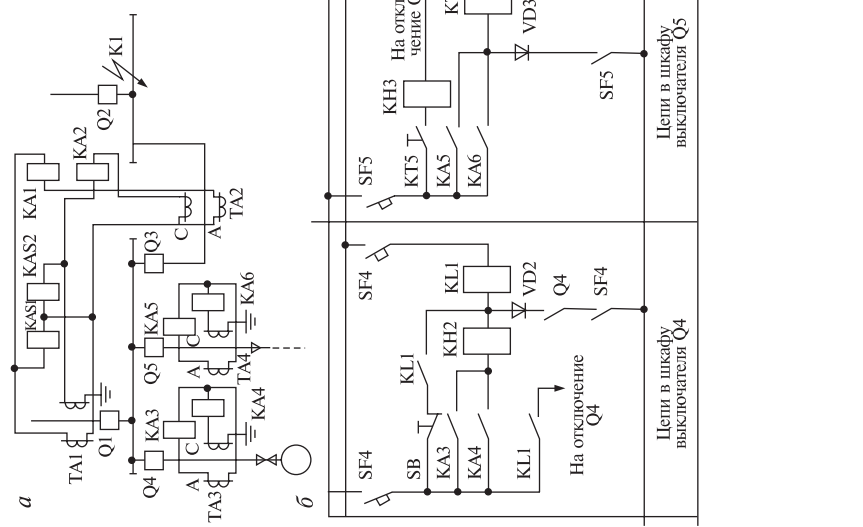
Для сборных шин КРУ применяется дуговая защита и быстродействующая неполная дифференциальная токовая защита в двухфазном двухрелейном варианте. Сборные шины вне КРУ защищаются максимальной токовой защитой, установленной на выключателе ввода в РУ или на выключателе в начале питающей линии, а также максимальной токовой защитой — на секционном выключателе.

На шинах 6–35 кВ КРУ защита должна отключать КЗ за 0,2–0,3 с, а время действия защиты шин, расположенных вне КРУ, определяется условиями сохранения устойчивости нагрузки, селективностью по отношению к устройствам защиты отходящих линий и термической стойкостью шин.

Неполная дифференциальная защита (рис. 6.16, а, б) предусматривает включение трансформаторов тока на вводном и секционном выключателях с двухступенчатой выдержкой времени: первая $t_1 = 0,15–0,2$ с, имеет блокировку при срабатывании защиты отходящих от шин линий, а вторая — определяется условиями селективности — $t_2 = t_n + \Delta t$, где t_n — выдержка времени защиты отходящей линии; $\Delta t = 0,4–0,5$ с — ступень селективности. Такая схема позволяет отключить вводный и секционный выключатель и электродвигатель, питаемые от

Рис. 6.16. Схема неполной дифференциальной защиты шин напряжением 6,6(10) кВ:

a — силовая цепь; *б* — оперативные цепи защиты; Q1–Q5 — выключатели; ТА1–ТА4 — трансформаторы тока; КА1–КА6 — реле типа РТ-40; SF1, SF4, SF5 — автоматические выключатели; KВ1–KВ3 — контакты реле минимального напряжения; КТ1, КТ2, КТС1, КТС2 — реле времени; КЛ1, КЛS1–КЛS4 — промежуточные реле; КН2–КН3; КНС1 — реле указательные; KQS — контакт реле положения выключателя Q3 — «включено»



поврежденной шины, а также осуществляет запрет на автоматическое включение резерва.

Для приведенной схемы ток срабатывания защиты обусловлен ее несрабатыванием при КЗ в т. К₁ на второй секции шин:

$$I_{\text{ср.з}} \geq k_{\text{отс}} (k_{\text{пер}} k_{\text{одн}} \varepsilon I_{\text{к1max}} + I_{\text{дв1}}), \quad (6.32)$$

где $k_{\text{отс}}$ — коэффициент отстройки (1,5–1,7); $k_{\text{пер}}$ — коэффициент переходного режима (1,0); $k_{\text{одн}}$ — коэффициент однотипности трансформаторов тока (0,5); ε — относительная погрешность трансформаторов тока (0,05–0,1); $I_{\text{к1max}}$ — максимальное значение тока в питающей линии при КЗ в т. К₁; $I_{\text{дв1}}$ — максимальное значение тока подпитки т. К₁ со стороны питаемых от секции электродвигателей.

Чувствительность защиты

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87I_{\text{к2min}}^{(3)}}{I_{\text{ср.з}}} \geq 1,5,$$

где $I_{\text{к2min}}^{(3)}$ — минимальное значение тока в питающей линии при металлическом трехфазном КЗ на защищаемой секции.

На подстанциях и распределительных пунктах (РП) должна обеспечиваться отстройка тока срабатывания шин от максимальной нагрузки питающей линии в ремонтный период, т.е. при замкнутом секционном выключателе:

$$I_{\text{ср.з.пер}} \geq \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} (I_{1\text{max}} + \varepsilon_{\text{раб}} I_{2\text{max}}), \quad (6.33)$$

где $k_{\text{отс}}$ — коэффициент отстройки (1,2–1,3); $k_{\text{в}}$ — коэффициент возврата (0,8–0,85); $I_{1\text{max}}$, $I_{2\text{max}}$ — наибольшие токи нагрузки с учетом пуска и самозапуска электродвигателей соответственно защищаемой смежной секции шин; $\varepsilon_{\text{раб}}$ — погрешность трансформаторов тока в рабочем (нагрузочном) режиме (0,03–0,05).

На секционном выключателе устанавливается максимальная токовая защита, предусматривающая одну или две ступени выдержки времени. На время включения выключателя вводится в действие первая ступень ($t_1 = 0,10,3$ с), что позволяет ускорить отключение поврежденной секции при включении выключателя на короткое замыкание. Время действия второй ступени $t_{\text{св}}$

должно быть согласовано с временем отключения короткого замыкания на отходящих линиях их основными защитами.

На вводах силовых трансформаторов главной понизительной подстанции (ГПП) также устанавливается максимальная токовая защита, которая выполняется трехступенчатой. Первая ступень выдержки t_1 определяется так же, как и для секционного выключателя; вторая t_2 согласовывается с соответствующей ступенью защиты секционного выключателя $t_2 = t_{\text{св}} + 0,5$ с и отключает выключатель ввода; а третья ступень $t_3 = t_2 + 0,5$ с — связана с отключением всего трансформатора.

Используя модули SEPAM, осуществляют защиту от междуфазных замыканий и замыканий на землю, функцию разгрузки и обеспечивают защиту от отказа выключателя.

Для защиты от междуфазных замыканий и замыканий на землю используется максимальная защита и дифференциальная защита.

Максимальная токовая защита (ANSI 51) и защита от замыканий на землю в зависимости от количества ступеней селективности, используя принцип временной селективности, обеспечивают более продолжительное время отключения неисправности. Как видно из рис. 6.17, *а* при замыкании в т. 1 на шинах защита В сработает через 0,4 с, при замыкании в т. 2 защита А сработает через 0,7 с, так как принята ступень селективности 0,3 с.

Используя принцип логической селективности, можно упростить схему защиты сборных шин. На замыкание в т. 3 реагирует защита В, но она выдает команду логического ожидания защите А. Защита В сработает через 0,4 с. На замыкание в т. 4 реагирует только защита А: через 0,1 с отключив его. Поэтому обеспечивается резервное питание 0,7 с (ТА2) (рис. 6.17, *б*).

Дифференциальная защита, используемая для защиты сборных шин, определяет векторную сумму фазных токов между токами на вводе и токами на обходящих линиях. В нормальном режиме эта сумма равна нулю, при повреждении — происходит разбаланс токов и выключатели со стороны питания отключаются защитой под действием этого тока. Защита быстродействующая, селективная и чувствительна в зоне своего действия.

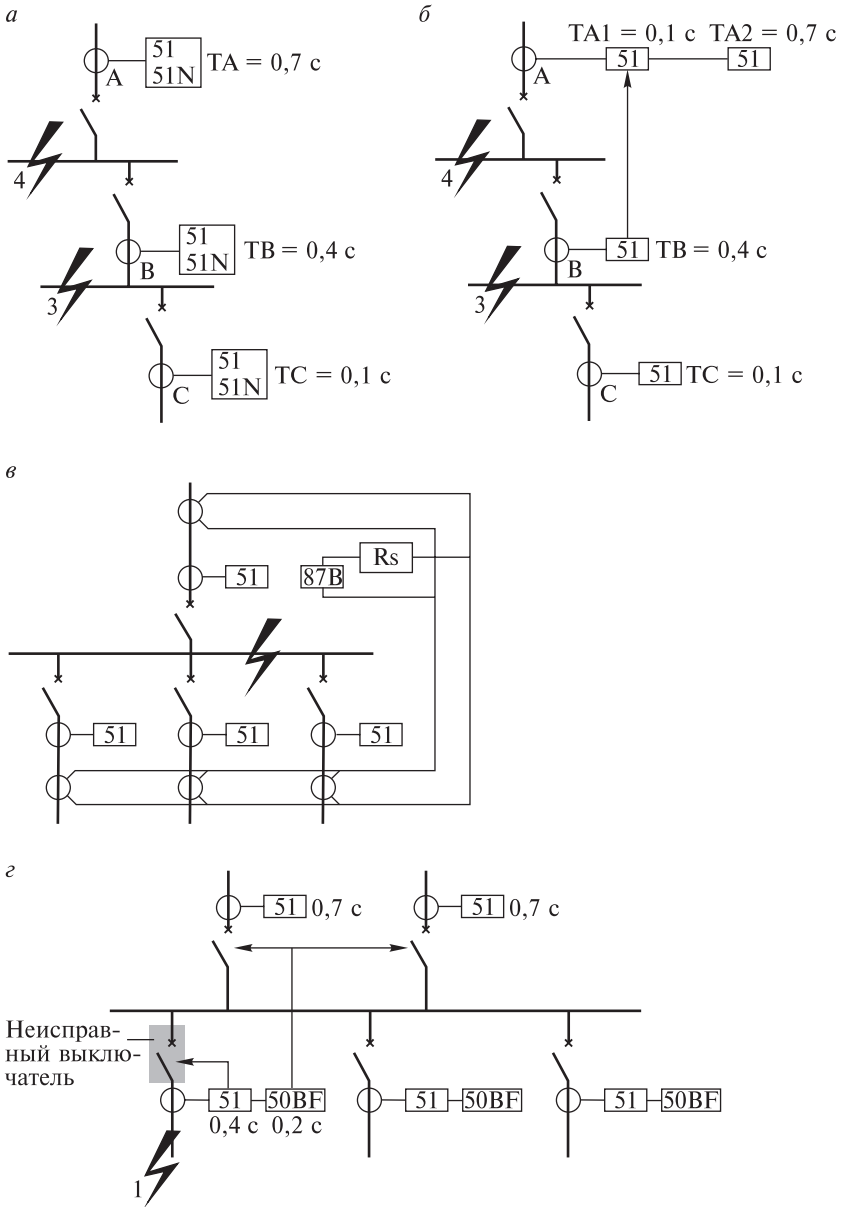


Рис. 6.17. Применение модулей SEPAM при защите от междуфазных КЗ и замыканий на землю: временная селективность (а), логическая селективность (б), дифференциальная защита шин (в) и защита от отказа выключателя (г)

Если используется ДЗ по низкому полному сопротивлению с процентной характеристикой, то разница токов определяется непосредственно исполнительным реле, а уставка защиты принимается пропорционально сквозному току КЗ. При этом трансформаторы тока могут быть с различными коэффициентами трансформации.

Если ДЗ строится по максимальному полному сопротивлению R_s , то разница определяется на стадии монтажа и в схему включается стабилизирующий резистор. Параметрирование трансформаторов тока осуществляется с учетом насыщения в соответствии с нормами завода-изготовителя для реле защиты. При этом необходимо использовать трансформаторы тока с одинаковым номинальным током, а уставка составляет примерно $0,5I_n$ ТТ (рис. 6.17, в).

В процессе эксплуатации встречаются случаи неотключения неисправного выключателя после подачи команды на отключение и тогда производят отключение смежных с вводами выключателей. В этом случае используется защита ANSI 50BF.

При замыкании в т. 1 и в случае отказа выключателя, если он не отключается по команде на отключение, защита от отказов выключателя срабатывает быстрее, чем отключится выключатель со стороны источника питания, активизируемый временной селективностью: $0,6$ с вместо $0,7$ с ($0,4$ с + $0,2$ с > $0,7$ с) (рис. 6.17, г).

Для защиты сборных шин используется функция разгрузки в случае, когда мощность, требуемая под нагрузку, не соответствует возможностям питания, что вызывает снижение напряжения и частоты. Для восстановления необходимого баланса мощности производят отключение некоторых отходящих фидеров по согласованной заранее схеме («план разгрузки»).

Разгрузка выполняется по минимальному напряжению (ANSI 27), по минимальной частоте (ANSI 81L), по производной частоте (ANSI 81R).

6.6. ЗАЩИТА СЕТЕЙ

Защита сетей должна обеспечивать обнаружение повреждения и отключение поврежденного участка сети при сохранении

нормального режима работы на неповрежденных участках. Выбор защит осуществляется в соответствии с топологией сети, способом питания, режимом нейтрали и т.п.

Для воздушных и кабельных линий напряжением 6–35 кВ, характерных для горнодобывающих предприятий, предусматривается защита от многофазных замыканий, а также защита или сигнализация при замыканиях на землю.

Защита от многофазных замыканий устанавливается на всех линиях 6–35 кВ, действует только на отключение выключателей, отсоединяющих поврежденную линию от источника питания. Для реактированных линий предусматривается одноступенчатая максимальная токовая защита в двухфазном, двухрелейном варианте (рис. 6.18). Для неактированных воздушных линий применяется двухфазная двухступенчатая защита: первая ступень — двухрелейная токовая отсечка; вторая — максимальная токовая защита с независимой выдержкой времени (двух- или трехрелейная).

Если кабельная линия, проложенная от ГПП к РП (двум РП) с синхронными электродвигателями, неактирована и МТЗ

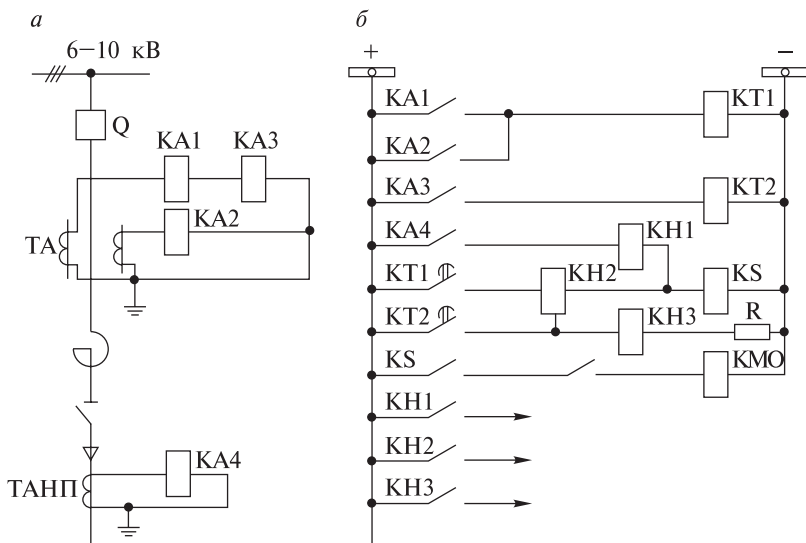


Рис. 6.18. Схема защиты реактированной линии напряжением 6–10 кВ с выключателем, не допускающим отключение КЗ до реактора:

а — схема включения реактора; *б* — цепи оперативного управления

с выдержкой времени не удовлетворяет условиям термической стойкости кабелей, устойчивой работе синхронных электродвигателей и чувствительности, то рекомендуется быстродействующая дифференциальная защита в двухфазном двухрелейном варианте. Для линий малой протяженности (300–500 м) может применяться упрощенная схема дифференциальной защиты (рис. 6.19, а), а на более длинных (до 20 км) — продольная защита типа ДЗЛ-2 (рис. 6.19, б).

Защиту линий, питающих подземные потребители, выполняют с действием на отключение без выдержки времени, а защиту от перегрузки — с действием на сигнал или отключение с выдержкой времени.

В схемах с отсечкой на базе реле РТ-40 (рис. 6.20) в выходную цепь защиты включается промежуточное реле, обеспечивающее отключение выключателя, а также некоторую отстройку от возможного скачка апериодической составляющей тока КЗ; от скачков намагничивающего тока силовых трансформаторов, получающих питание от защищаемой линии, а на воздушных линиях — отстройку от действия разрядников.

Продольная защита ДЗЛ-2 состоит из двух полукомплектов: со стороны питания устанавливается типовая панель ЭПЗ-1638 с полукомплектом защиты устройства контроля исправности соединительных проводов, а со стороны приемного конца линии — полукомплект защиты ЭПЗ-1639. Чувствительность защиты проверяется при трехфазном КЗ в конце защищаемой линии

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.min}}^{(3)}}{I_3^{(3)} k_{\text{T}}}, \quad (6.34)$$

где $I_{\text{к.min}}^{(3)}$ — наименьшее значение периодической слагающей тока КЗ в конце линии при одностороннем ее питании; $I_3^{(3)}$ — вторичный ток срабатывания защиты [7]; k_{T} — коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Для токовой отсечки, защищающей линию, к которой подключены один или несколько силовых трансформаторов, ток срабатывания защиты определяется из условия надежной отстройки от КЗ на стороне низшего напряжения трансформаторов:

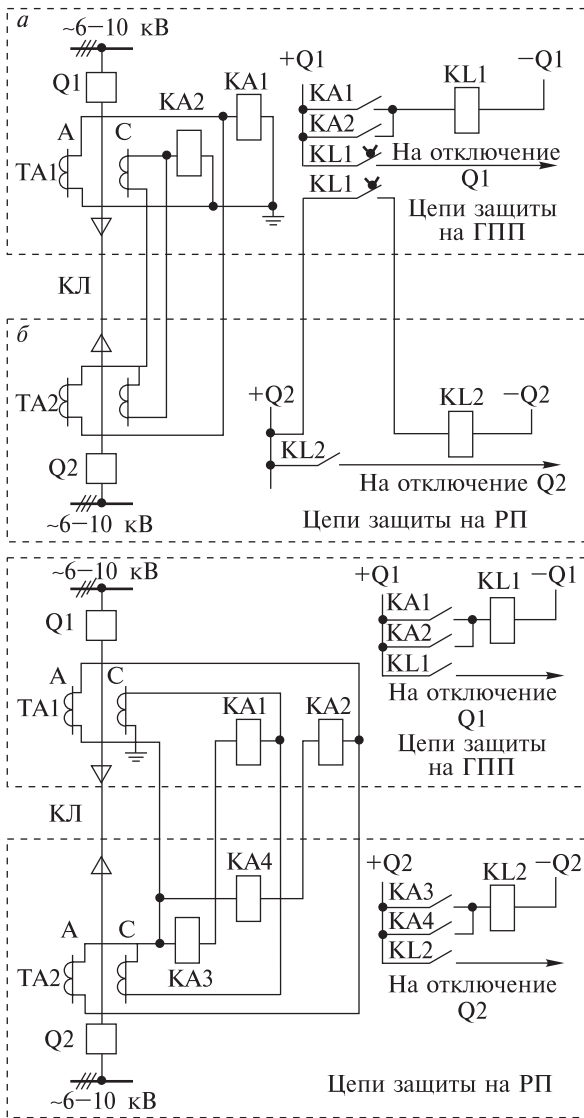


Рис. 6.19. Схема дифференциальной защиты кабельной линии

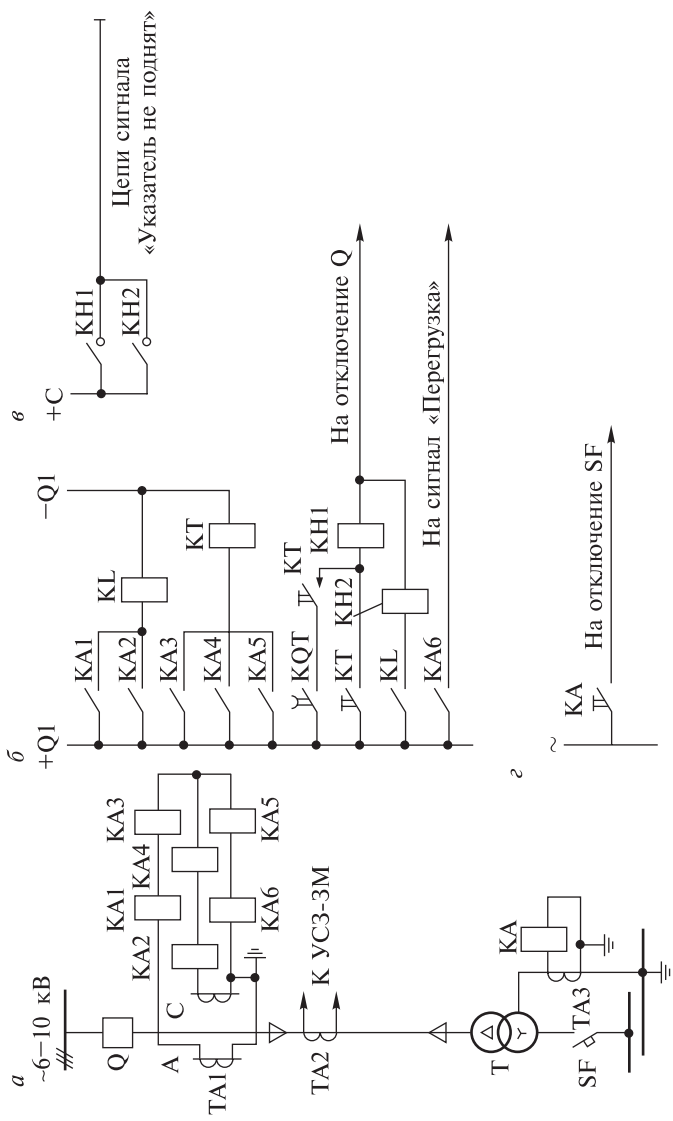


Рис. 6.20. Схема защиты линии 6–10 кВ, питающей силовой трансформатор 6–10/0,4–0,69 кВ с глухозаземленной нейтралью:
a — схема включения; **б** — цепи оперативного управления; **в** — цепи сигнальных реле; **z** — цепи отключения автоматического выключателя SF

$$I_{\text{ср.з}} \geq k_{\text{отс}} I_{\text{к.ВН}}^{(3)}, \quad (6.35)$$

где $k_{\text{отс}}$ — коэффициент отстройки (1,3–1,4); $I_{\text{к.ВН}}^{(3)}$ — наибольшее начальное значение периодической слагающей тока в месте установки защиты при КЗ в точках присоединения.

Для магистральных линий, питающих группу силовых трансформаторов, помимо условия (6.27) должна выполняться отстройка от броска намагничивающего тока этих трансформаторов

$$I_{\text{ср.з}} \geq k_{\text{отс}} \sum_1^n I_{\text{ном } i}, \quad (6.36)$$

где $k_{\text{отс}}$ — коэффициент отстройки (2,0–3,0) при выполнении защиты с промежуточным реле, обеспечивающим замедление действия защиты на время 0,1 с, $k_{\text{отс}} = 4,0–5,0$ — при отсечке без замедления; $\sum I_{\text{ном } i}$ — сумма номинальных токов присоединенных к линии трансформаторов.

Коэффициент чувствительности

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}^{(2)}}{I_{\text{ср.з}}} > 1,5.$$

Если на такой линии используется максимальная токовая защита, то первичный ток срабатывания выбирается из условия отстройки от наибольшего тока нагрузки

$$I_{\text{ср.з}} \geq \frac{k_{\text{отс}} k_{\text{сз.п}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{max}}, \quad (6.37)$$

где $k_{\text{отс}}$ — коэффициент отстройки (1,1–1,2); $k_{\text{сз.п}}$ — коэффициент самозапуска, учитывающий возрастание тока нагрузки в послеаварийном режиме; I_{max} — наибольший ток нагрузки защищаемой линии с учетом перегрузочной способности трансформаторов; $k_{\text{в}}$ — коэффициент возврата реле тока.

Чувствительность защиты проверяется при двухфазном КЗ в конце линии и на выводах низшего напряжения трансформаторов.

Для определения тока срабатывания максимальной токовой защиты линий, питающих РП, также пользуются выражением (6.37).

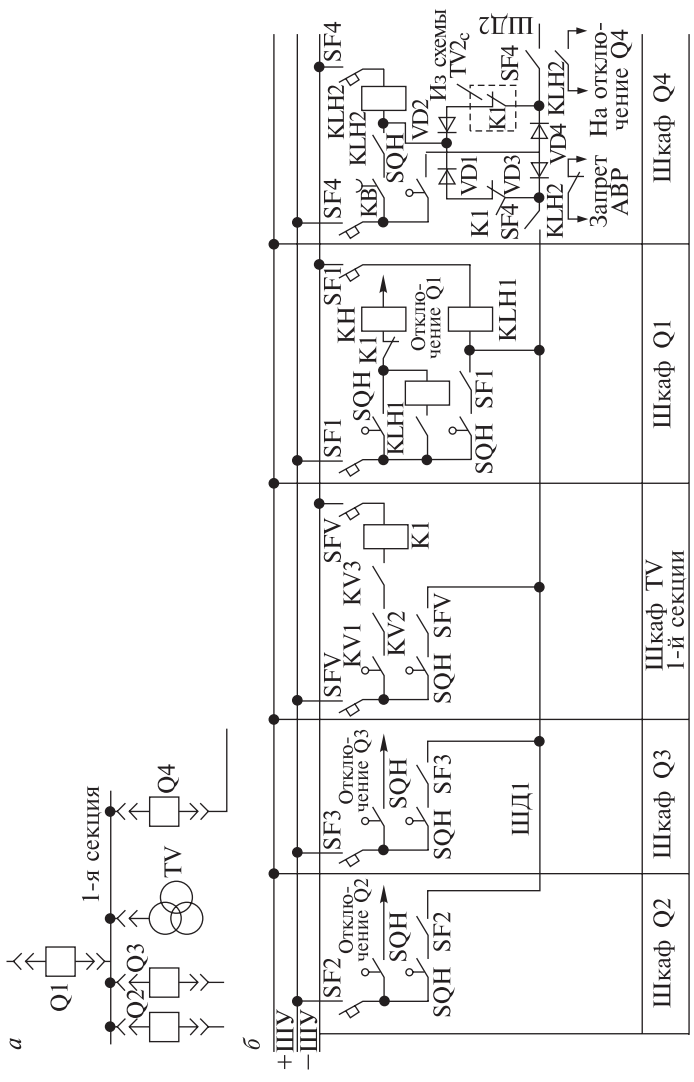


Рис. 6.21. Схемы защиты КРУ напряжением 6–35 кВ:

а — включения КРУ; *б* — соединения КРУ и отключения при срабатывании дуговой защиты

При использовании модулей SEPAM реализуются защиты сетей с одним вводом, сетей с двумя вводами, защиты петлевых схем и кольцевых.

Для сетей с одним вводом предусматривается защита от междуфазных замыканий, от фазных замыканий на землю при различной системе нейтрали.

При защите от междуфазных замыканий используется максимальная токовая защита в фазах (ANSI 51) на вводе и отходящих линиях (рис. 6.22, а). Для выбора между защитой ввода А и защитой отходящих линий D используется временная селективность.

Замыкание 1 обнаруживает защита D и производит отключение выключателем D с выдержкой времени ТД.

Замыкание 2 обнаруживается защитой А и отключение происходит с выдержкой времени ТА. Эта защита может сработать и как аварийная в случае отказа защиты D.

Уставки соответственно выбираются:

$$I_{sA} \geq I_{sD}; T_A \geq T_D + \Delta T, \quad (6.38)$$

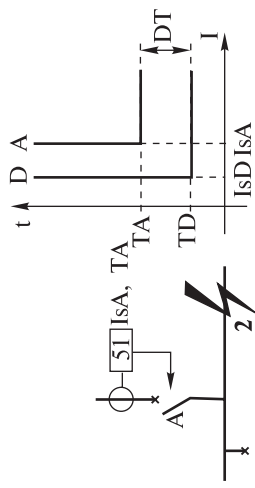
где ΔT — степень селективности (0,3 с).

Защита от замыкания на землю отстраивается в зависимости от способа заземления нейтрали.

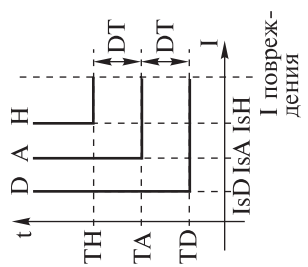
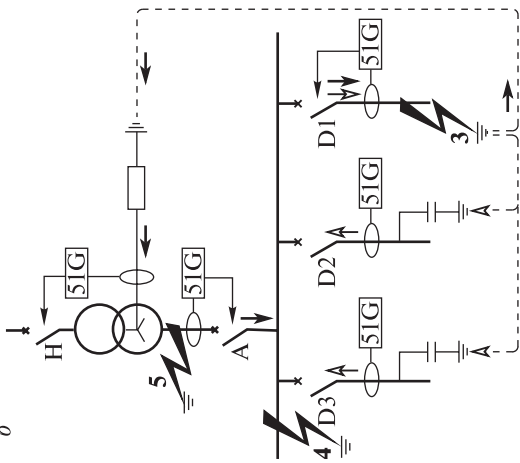
Если нейтраль заземлена через активное сопротивление на уровне трансформатора, то ввод, отходящие линии, а также заземление нейтрали имеют максимальную токовую защиту от замыкания на землю (ANSI 51G). Между различными защитами используется принцип временной селективности.

Защита отходящих линий селективно отстраивается от защиты ввода, которая, в свою очередь, отстраивается по отношению к защите заземления. Во избежание несвоевременного отключения защита каждой отходящей линии имеет уставку срабатывания больше собственного емкостного тока линии. При замыкании в т. 3 сработает выключатель D1 от действия связанной с ним защиты; при замыкании в т. 4 — выключатель А, при замыкании в т. 5 — защита, расположенная в цепи заземления нейтрали и действующая на выключатель Н со стороны источника питания (рис. 6.22, б).

a



b

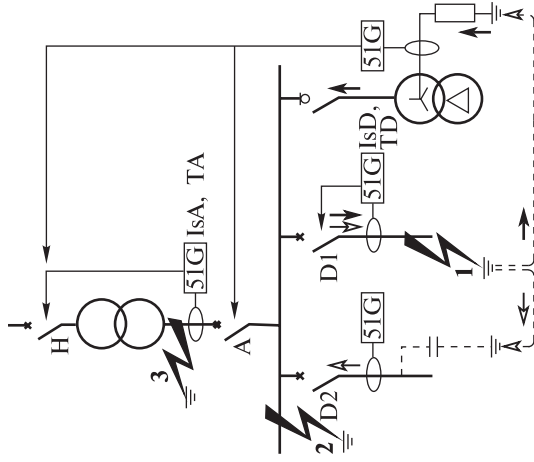


→ Емкостный ток

→ Ток сопротивления

I повреж-
дения

6



2

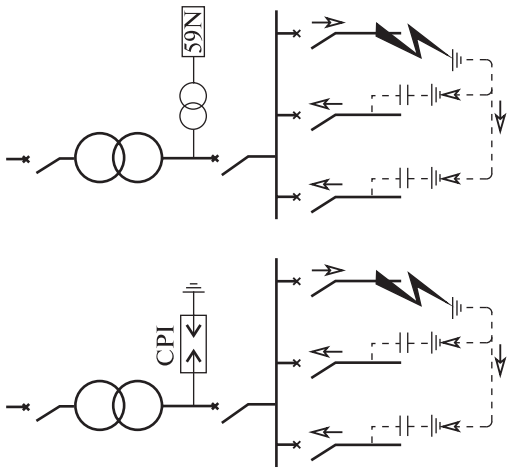


Рис. 6.22. Варианты защиты сетей с одним вводом:

a — защита от междофазных замыканий; *б* — защита от замыканий фазы на землю (заземление через активное сопротивление нейтрали трансформатора); *в* — заземление через активное сопротивление нейтрали на сборных шинах; *г* — защита от замыканий фазы на землю в случае изолированной нейтрали

Между защитой D и защитами со стороны потребителей предусматривается селективность: если требуемая выдержка времени защиты A слишком велика, используют логическую селективность.

Защита A срабатывает как аварийная в случае отказа защит D, а защита H — также по отношению к защите A.

Все датчики неповрежденных фаз определяют емкостной ток. Ток повреждения течет в емкостях неповрежденных фаз и в сопротивлении заземления (рис. 6.22, б).

Если нейтраль заземлена на уровне сборных шин (первичная обмотка трансформатора подключена к сборным шинам), то заземление через резистор осуществляется с помощью генератора постоянного тока.

Ввод, генератор постоянного тока и отходящие линии имеют максимальную токовую защиту от замыканий на землю (ANSI 51G), а между различными защитами осуществляется временная селективность (рис. 6.22, в).

Защита ввода и защита отходящих линий селективно регулируется по отношению к защите от замыканий на землю. Уставка защиты каждой отходящей линии выбирается больше величины емкостного тока отходящей линии.

В случае замыкания на любой отходящей линии (например, т. 1) отключается только выключатель этой линии D. При замыкании на сборных шинах (точка 2) только земляная защита обнаруживает повреждение и дает команду выключателю A на отключение. Если замыкание произошло в цепи вторичной обмотки трансформатора, то защита ввода, обнаружив повреждение, команду на отключение посылает выключателю H.

Защита генератора постоянного тока срабатывает как аварийная при отказе защиты A ввода или защиты D линии.

Если не удастся соблюсти соотношение $I_{sd} > 1,3 I_c$ для линии, то, используя максимальную направленную токовую защиту, разделяют емкостной ток линии и ток повреждения (замыкания).

Если нейтраль заземлена через реактивное сопротивление, используются те же методы защиты, как и при активном сопротивлении.

В случае замыкания в системе с изолированной нейтралью, независимо от места замыкания, возникает ток, который накапливается в емкостях неповрежденных отходящих линий (рис. 6.22, з). Этот ток небольшой, не опасен для оборудования, но весьма опасен для обслуживающего персонала.

Между защитами используется временная селективность.

Повреждение обнаруживается специальными устройствами контроля изоляции или защитой максимального напряжения нулевой последовательности (ANSI 59N).

Для селективного отключения поврежденной отходящей линии можно использовать направленную защиту от замыканий на землю.

Случай заземленной нейтрали аналогичен заземлению ее через активное сопротивление на уровне трансформатора с той лишь разницей, что можно не учитывать емкостной ток относительно тока и места повреждения, что позволяет использовать более простые защиты.

При компенсированной нейтрали заземление выполняется на уровне трансформатора. Повреждение обнаруживается с помощью специальной максимальной токовой направленной защиты от замыканий на землю (ANSI 67NC), контролирующая активный ток нулевой последовательности и определяющая повреждение во время переходной фазы его возникновения.

Сеть с двумя вводами трансформаторов или двумя вводами линий. Это наиболее часто используемые схемы питания горных предприятий.

Отходящие линии снабжены максимальной токовой защитой в фазах с регулируемой выдержкой времени ТД. Вводы А1 и А2 также снабжены максимальной токовой защитой в фазах (ANSI 51) с селективной регулировкой по линиям ($T_A \geq T_D + \Delta T$). Вводы снабжены направленной максимальной токовой защитой (ANSI 67) с регулировкой выдержки времени на $T_R < T_A - \Delta T$.

Между защитами вводов А и защитами отходящих линий D предусмотрена временная селективность, такая же предусмотрена между защитами источника питания Н и вводами А.

При замыкании в т. 1 (рис. 6.23, *а*) отключается выключатель D2 с выдержкой времени ΔT . Замыкание в т. 2 устраняется отключением выключателей Н1 и Н2 с выдержкой времени T_A . Замыкание на участке 3 определяется максимальной направленной защитой по А1, отключающая в момент T_R , при этом сохраняется работа исправного участка сети. При этом к точке К3 поступает ток от трансформатора Т1. В момент времени $T_H \geq T_A + \Delta T$ выключатель Н1 отключается МТЗ в фазах.

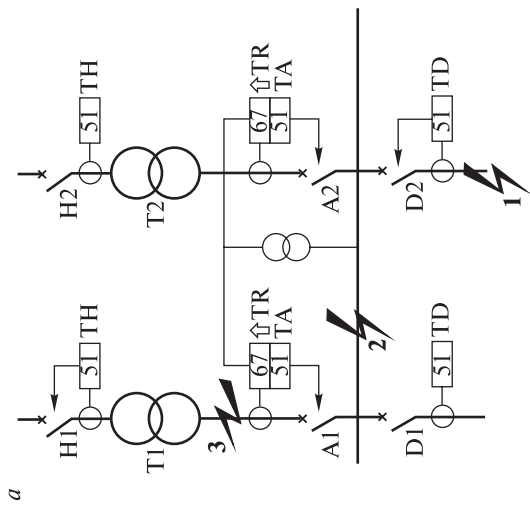
Для горных предприятий характерным является комбинированный способ питания: от сети общего пользования и от автономного источника питания (рис. 6.23, *б*). В этом случае очень важным является синхронизм контролируемых параметров ввода, для чего используется функция контроля синхронизма (ANSI 25), позволяющая проверить отклонение напряжения по амплитуде, фазе и частоте между соединяемыми цепями и находятся ли эти параметры в пределах, допустимых для включения шиносоединительного выключателя.

В этом случае следует обеспечить защиту от взаимных помех между различными источниками питания, возникающих вследствие потери сети общего пользования или замыкания на землю. Это может вызвать изменение частоты и напряжения, влиять на обмен токов и мощностью между разными цепями.

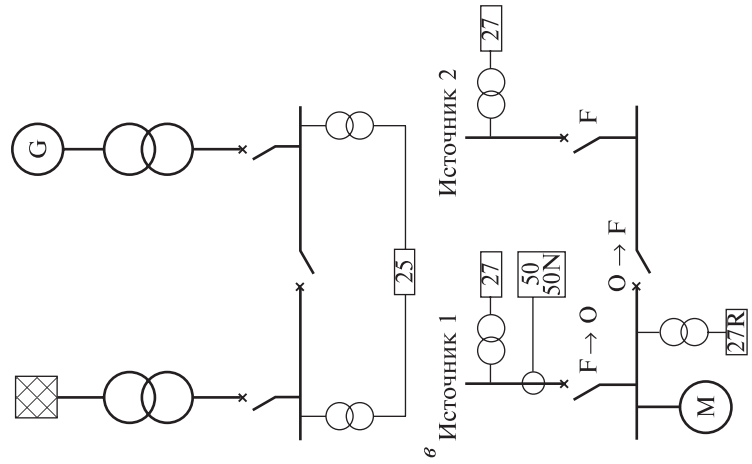
Развязка источников питания обеспечивается несколькими способами: 1) контроль напряжения по амплитуде и защита по максимальному или минимальному напряжению (ANSI 27 или 59); 2) контроль частоты и защита по максимальной или минимальной частоте (ANSI 81H и ANSI 81L); 3) контроль направления потока активной мощности и защита обратной активной мощности (ANSI 32P); 4) защита от перехода фазы, вызванного замыканием (ANSI 78); 5) более быстрой и более устойчивой по сравнению с защитой от перехода фазы является контроль ухода частоты и сравнение фактической частоты с номинальной (ANSI 81R, ROCOF-rate of Change of frequency).

В схемах питания обязательно используются устройства автоматического включения резерва (АВР) (рис. 6.23, *в*).

В случае исчезновения источника 1 конфигурация системы восстанавливается путем включения секционного выключателя. Ввод 1 снабжен защитой по минимальному напряжению, макси-



а



б

Рис. 6.23. Защиты в сетях с двумя вводами:

а — защита от междуфазных замыканий; б — защита соединений между двумя вводами; в — автоматическое включение резерва

мальной токовой защитой мгновенного действия; ввод 2 — однофазной защитой минимального напряжения.

Порядок автоматического переключения источников питания следующий: 1) включается устройство АВР при обнаружении снижения напряжения (ANSI 27) источника 1: $U_s = 0,7U_n$; 2) блокируется АВР при срабатывании максимальной токовой защиты (ANSI 50 и 50N); 3) разрешается АВР после проверки исчезновения напряжения, поддерживаемого вращающимися машинами, однофазной защитой по минимальному напряжению (ANSI 27R): $U_s = 0,25U_n$; 4) разрешается переключение после проверки уровня напряжения от источника 2 (ANSI 59) и включение секционного выключателя: $U_s = 0,85U_n$.

Сети по схеме разомкнутой петли (цепочные линии)

Сеть, состоящая из подстанции с питанием по схеме «разомкнутая петля» (цепочная линия), обеспечивается защитой в начале линий, оборудованных выключателями нагрузки (рис. 6.24). Повреждение в такой цепи вызывает сброс мощности. В начале каждой петли выключатель нагрузки снабжается максимальной токовой защитой в фазах и защитой от замыканий на землю (ANSI 51 и 51N).

Если замыкание происходит в кабеле, соединяющем две подстанции, то происходит отключение одного из вводных выключателей в зависимости от места размыкания петли. Часто основная защита дополняется специальным устройством, которое позволяет, после того как определен поврежденный кабель, устранить повреждение, отключить устройства, расположенные на концах соответствующего кабеля; включить повторно сработавший головной выключатель; включить устройство для подачи вновь питания на неповрежденную часть цепи ниже поврежденной точки.

Время отключения питания составляет от нескольких секунд до нескольких минут в зависимости от способа восстановления структуры сети: ручного или автоматического режима.

Замкнутые (кольцевые) сети. Для замкнутых сетей с несколькими источниками питания защита обеспечивается на всех участках цепи, на концах которых установлены выключатели.

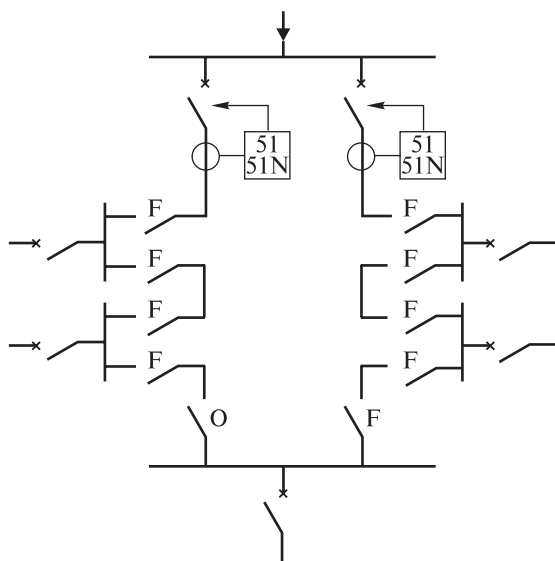


Рис. 6.24. Принцип построения защиты цепочной линии (разомкнутой петли)

Дифференциальная защита устанавливается на каждом кабеле (ANSI 87L), а каждая подстанция оборудована защитой для сборных шин (ANSI 87B) (рис. 6.25, а). При заземлении нейтрали следует убедиться, что дифференциальная защита чувствительна к замыканиям фазы на землю.

При петлевой схеме питания выключатели петли снабжаются максимальной токовой и направленной защитой и в этой схеме используется принцип логической селективности для сокращения времени устранения неисправности (рис. 6.25, б).

При повреждении в петле срабатывают все защиты, если петля замкнута; если петля разомкнута, то срабатывают защиты выше точки повреждения. Каждая защита подает команду логического ожидания на одну из смежных защит петли в соответствии с тем, какая информация поступает от направленной защиты. Защиты, на которые поступил такой сигнал логического ожидания, имеют минимальную выдержку времени независимо от места повреждения в петле.

Если петля замкнута, то повреждение устраняется двумя выключателями с обеих сторон от места повреждения, а все распределительные щиты находятся под напряжением.

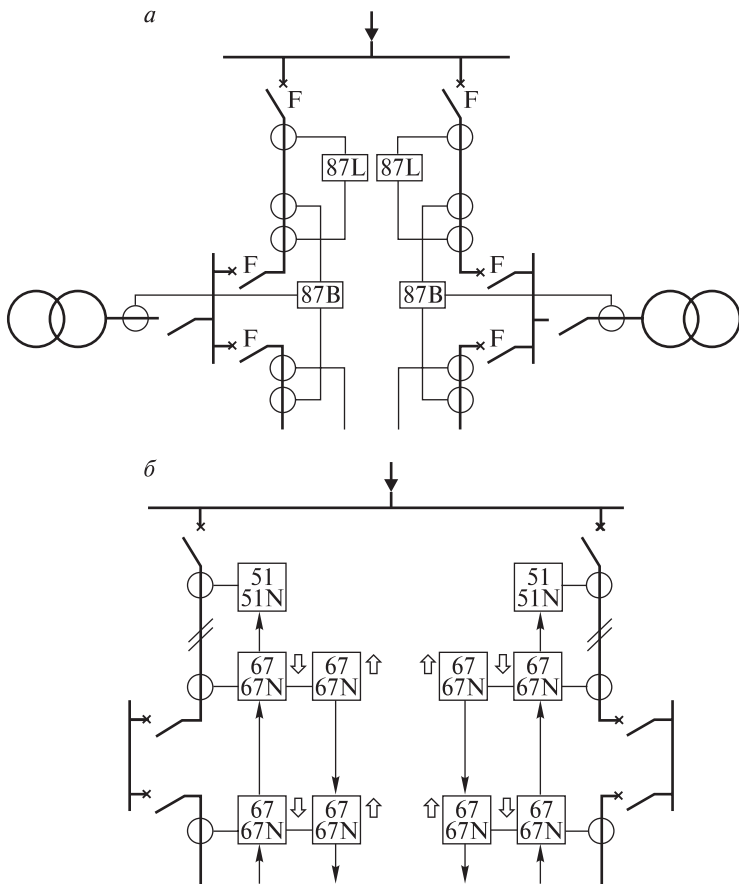


Рис. 6.25. Защита замкнутых сетей:

a — дифференциальная защита; *б* — максимальная токовая защита петлевой схемы с направленной логической селективностью

В случае разомкнутой петли устранение повреждения осуществляется выключателем со стороны источника питания.

Защита считается универсальной, так как обеспечивает защиту и кабелей, и сборных шин. Данная защита быстродействующая, селективная и выполняет функции резервной защиты.

Защита воздушных линий и кабелей. Для таких элементов СЭС требуются специальные защиты в виде защиты от тепловой перегрузки, от междуфазных замыканий и защиты от замыканий на землю, а также автоматическое повторное включение.

Защита от перегрева проводов в нормальном режиме из-за токов перегрузки обеспечивается тепловой защитой (ANSI 49RMS), которая на основании измерения величины потребляемого тока определяет нагрев.

Междуфазные КЗ устраняются защитой ANSI 51 с выдержкой времени, согласованной с работой смежных защит.

Удаленное двухфазное КЗ вызывает незначительный ток перегрузки и небаланса, при этом основная функция защиты (рис. 6.26, *a*) дополняется максимальной токовой защитой обратной последовательности (ANSI 46).

Для снижения времени устранения неисправности используется дифференциальная защита (ANSI 87L) по процентной характеристике, которая срабатывает, когда величина уставки защиты на определенный процент превышает сквозной ток. Реле устанавливается на каждой линии, а связь между ними осуществляется по цепи управления (рис. 6.26, *б*).

На рис. 6.26, *a* представлена защита от замыканий фазы на землю (ANSI 51N) с выдержкой времени. Для отходящей линии большой протяженности со значительным емкостным током используется максимальная направленная защита (ANSI 67N) от замыканий на землю с регулируемой уставкой тока меньше величины емкостного тока кабеля в случае заземления нейтрали через резистор.

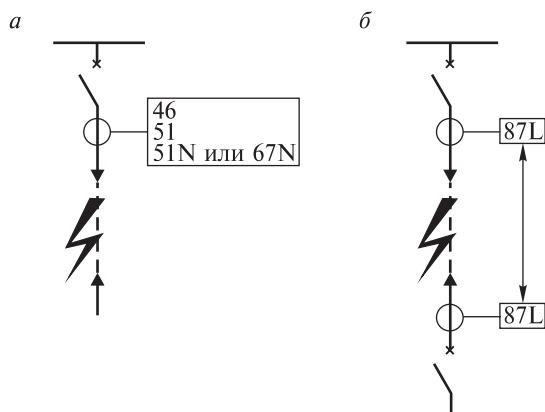


Рис. 6.26. Защиты воздушных и кабельных линий с помощью токовых реле (*a*) и с помощью дифференциальных реле (*б*)

Для устранения неустойчивых и полуустойчивых повреждений используется АПВ (ANSI 79) в воздушных линиях, ограничивая до минимума перерывы в электроснабжении. Функция автоматически выдает команды на АПВ для возобновления питания ВЛ после устранения неисправности.

АПВ происходит в несколько этапов: 1) при появлении повреждения происходит отключение цепи; 2) запускается выдержка времени, требуемая для восстановления изоляции в месте повреждения; 3) возобновляется питание сети путем повторного включения.

6.7. ЗАЩИТА КРУ НАПРЯЖЕНИЕМ 6–35 кВ

При коротких замыканиях внутри КРУ необходимо ускорить отключение КЗ, сопровождающихся горением дуги. Для этого применяется дуговая защита (рис. 6.21).

Датчиками защиты служат концевые выключатели, которые фиксируют открывание клапанов сброса избыточного давления во время дугового КЗ. Чтобы избежать лишних срабатываний защиты, используют в схемах защиты реле минимального напряжения, контролирующее исправность цепей трансформатора напряжения шин, или реле тока защиты шин. Защита срабатывает на отключение вводного и секционного выключателей поврежденной секции КРУ, а также на запрет подачи на нее напряжения.

6.8. ЗАЩИТА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

Преобразуя электрическую энергию в механическую, электродвигатель размещают так, чтобы он неразрывно был связан с нагрузкой. Он подвержен внутренним механическим нагрузкам. Характеристики современных электродвигателей в определенной степени оптимальны, что снижает риск работы их в аномальном режиме. Наиболее возможные повреждения электродвигателей: 1) нарушение питания; 2) нарушения, связанные с аномальным режимом работы; 3) внутренние повреждения двигателя.

Нарушение питания может проявиться: 1) в прекращении подачи напряжения, т.е. когда двигатель работает в режиме генератора, поскольку велика инерция нагрузки привода; 2) в снижении напряжения, что приводит к уменьшению вращающегося момента и частоты вращения, а замедление ведет к увеличению тока и потерь, что приведет к перегреву ЭД; 3) в несбалансированности питания (трехфазной системы, когда источник питания не выдает симметричное трехфазное напряжение или другие потребители не образуют симметричную нагрузку и возникает расбаланс питания; 4) из-за перегорания предохранителя в фазе и ЭД питается по двум фазам; 5) в изменении направления вращения ротора из-за опрокидывания фазы.

Несбалансированное питание приводит к появлению составляющей обратной последовательности, что приводит к перегреву и значительным потерям.

Восстановление питания (т.е. подача напряжения) после отключения ЭД приводит (а ЭД поддерживает напряжение нулевой последовательности) к возникновению тока перегрузки при повторном пуске и возможному разрыву привода.

Повреждения, связанные с аномальным режимом работы выражаются в виде перегрузки, затянувшегося и слишком частых пусках, т. н. блокировки и сброса нагрузки.

Если потребляемая мощность больше номинальной, то возникает ток перегрузки, от чего растут потери и повышается температура.

При пуске необходим пусковой ток, что является определенной перегрузкой, но если она в течение допустимого времени, то это не является аварийной ситуацией. Слишком частые или затянувшиеся пуски, возникающие из-за недостаточного промежутка между вращающимся моментом и моментом нагрузки, приводят к недопустимому перегреву.

Если по какой-либо причине произошла остановка из-за механической части, двигатель может потреблять пусковой ток при нулевой частоте вращения, а при отсутствии вентиляции наступает перегрев ЭД.

Сброс нагрузки происходит в результате например, отказа насоса или при разрыве соединения, когда ЭД работает в ре-

жиме холостого хода. Для ЭД это не опасно, но насос приходит в негодность.

К внутренним повреждениям двигателя относят междуфазные КЗ. При замыкании на корпус статора амплитуда тока повреждения зависит от режима нейтрали сети и от места повреждения обмотки. В случае междуфазного КЗ и замыкания на корпус статора требуется перемотка двигателя, а замыкание на корпус может привести к повреждению магнитопровода.

Нарушение изоляции обмотки ротора является причиной КЗ между витками обмотки, при этом возникает ток, создающий перегрев в месте повреждения.

Перегрев подшипников приводит к остановке ЭД. Проводится измерение температуры подшипников с помощью термометров (ANSI 38).

Потеря возбуждения и потеря синхронизма относятся к синхронным двигателям. В первом случае двигатель работает как асинхронный, но ротор подвергается очень сильному разогреву из-за «неправильного» расчета параметров. Потеря синхронизма может произойти по причине резкого изменения нагрузки или по причине сбоя в работе электрооборудования: повреждение в схеме питания или потеря возбуждения.

Перегрузка контролируется максимальной токовой защитой с зависимой выдержкой времени (ANSI 51); тепловой защитой (ANSI 49RMS) путем определения степени нагрева по потребляемому току или с помощью датчиков температуры (ANSI 49T) (рис. 6.27).

Затянувшийся пуск и блокировка ротора осуществляется защитами ANSI 48-51LB (рис. 6.27).

Для защиты от слишком частых пусков используется защита ANSI 66, основанная на подсчете количества пусков в течение определенного промежутка времени.

Потеря питания контролируется направленной защитой активной мощности — ANSI 32P.

Контроль напряжения осуществляется защитой минимального напряжения прямой последовательности (ANSI 27D). Уставки напряжения и выдержки времени регулируются с учетом селек-

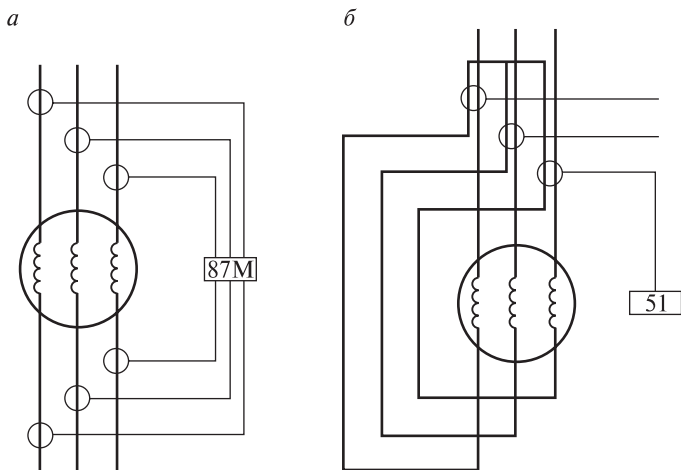


Рис. 6.27. Защита электродвигателей от междуфазных КЗ:

а — по дифференциальной схеме (ANSI 87M); *б* — при использовании МТЗ (ANSI 51)

тивности с защитами от КЗ и регламентируемыми допусками снижения напряжения, например, при пуске.

Защита по минимальной частоте вращения (ANSI 14) основана на контроле пониженной или нулевой частоты вращения, возникающей в результате механической перегрузки или блокировки ротора. Защита по максимальной частоте вращения (ANSI 12) определяет работу «вразнос» ЭД или нарушение синхронизма СД.

Направление вращения фаз определяется путем измерения максимального напряжения обратной последовательности (ANSI 47), а возникновение небаланса устраняется защитой, основанной на измерении тока обратной последовательности с зависимой или независимой выдержкой времени (ANSI 46).

Восстановление питания, т.е. необходимый уровень напряжения, контролируется защитой минимального напряжения (однофазной — ANSI 27R).

Потеря напора насоса обнаруживается минимальной токовой защитой с независимой выдержкой времени ANSI 37, срабатывающей, когда ток становится равным нулю при остановке ЭД.

В качестве защиты от междуфазных КЗ используется максимальная токовая защита в фазах с выдержкой времени (ANSI 50

и 51). Уставка тока выбирается больше пускового тока с очень малой выдержкой времени, чтобы она была не чувствительна к первым пикам пускового тока. Если вместо выключателя используется контактор, то его предохранители обеспечивают защиту от КЗ.

Для ЭД большой мощности используется ДЗ по полному максимальному сопротивлению или процентной характеристике (ANSI 87M) (рис. 6.27, а).

При согласовании соединений со стороны нейтрали и использовании трех ТТ можно с помощью простой защиты ANSI 51 обеспечить устойчивое и точное выявление внутренних повреждений (рис. 6.27, б).

В табл. 6.2 приведены рекомендации по уставкам защиты модулей SEPAM в зависимости от характера повреждения, а на рис. 6.28 — примеры применения модулей SEPAM.

Для защиты асинхронных и синхронных электродвигателей предусматриваются защиты от многофазных замыканий на выводах и в обмотках статора, от однофазных замыканий в тех же элементах, токов перегрузки, понижения напряжения и потери питания, а для синхронных электродвигателей — еще и защита от асинхронного режима.

Защита от многофазных замыканий устанавливается на всех асинхронных и синхронных электродвигателях, в обмотке статора и на тех выводах, которыми он присоединяется к выключателю. У синхронных электродвигателей эта же защита действует на автомат гашения поля (АГП).

В качестве такой защиты используется двухрелейная токовая отсечка без выдержки времени для электродвигателей мощностью до 4000 кВт (рис. 6.29, а). Для электродвигателей большей мощности предусматривается продольная дифференциальная защита без выдержки времени. Эта же защита может устанавливаться и на электродвигателях меньшей мощности, если токовая отсечка не удовлетворяет требованиям чувствительности, а со стороны нулевых выводов обмотки статора имеются или могут быть установлены трансформаторы тока (рис. 6.29, б).

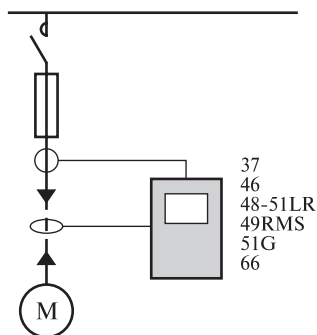
При реакторном пуске электродвигателя в зону его защиты входит пусковой реактор. Если защита осуществлена токовой отсечкой, то для отключения КЗ между ТТ и выключателем

Таблица 6.2

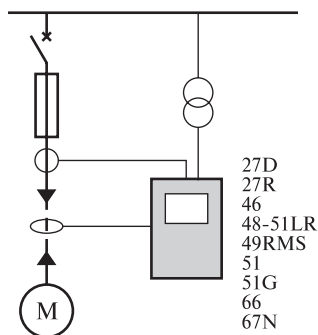
Повреждения	Защита	Код ANSI	Регулировки
	Повреждения, связанные с нагрузкой на привод		
Перегрузка	Максимальная токовая защита с зависимой выдержкой времени	50/51	Уставка, обеспечивающая пуск
	Тепловая защита	49RMS	В соответствии с рабочими характеристиками двигателя (постоянная времени 10–20 мин)
	Датчик температуры	49T	В зависимости от класса нагревостойкости двигателя
Затянутый пуск	Уставка тока с выдержкой времени	48	Уставка: 2,5 In. Выдержка времени: время пуска + несколько секунд
Блокировка ротора	Уставка тока с выдержкой времени	51LR	Уставка: 2,5 In Выдержка времени: 0,5–1 с
Слишком частый пуск	Учет количества пусков	66	В соответствии с требованиями завода-изготовителя
Сброс нагрузки	Минимальная токовая защита в фазах	37	Уставка: 70% потребляемого тока Выдержка времени: 1 с
Изменение частоты вращения	Механическое определение разнесенной и подсинхронной частоты вращения	12, 14	Уставка: $\pm 5\%$ номинальной частоты вращения Выдержка времени: несколько секунд
Нарушение питания			
Прекрашение подачи питания	Направленная защита активной мощности	32P	Уставка: $\pm 5\%$ Sn Выдержка времени: 1 с
Снижение напряжения	Защита минимального напряжения прямой последовательности	27D	Уставка: 0,75–0,80Un Выдержка времени: 1 с

Повреждения	Защита	Код ANSI	Регулировки
Небаланс	Максимальная защита обратной последовательности	46	— Независимая выдержка времени $I_{s1} = 20\% I_n$, выдержка времени = время пуска + несколько секунд $I_{s2} = 40\% I_n$, выдержка времени: 0,5 с — Зависимая выдержка времени $I_s = 10\% I_n$, время отключения при 0,3In > времени пуска
Направление вращения фаз	Направление вращения фаз	47	Уставка напряжения обратной последовательности на 40% U_n
Восстановление питания	Защита минимального напряжения, однофазная	27R	Уставка < 20–25% U_n Выдержка времени: 0,1 с
Внутренние повреждения двигателя			
Межфазное короткое замыкание	Плавкие предохранители		Ном. ток, обеспечивающий последовательные пуски
	Максимальная токовая защита с независимой выдержкой времени	50/51	Уставка > 1,2 пускового тока Выдержка времени: 0,1 с (DT)
	Дифференциальная защита	87M	Крутизна: 50%; уставка: 5–15% I_n ; без выдержки времени
Замыкание на корпус статора	Для заземленной нейтральной нейтрали	51N/51G	Уставка: 10% макс. от замыканий на землю Выдержка времени: 0,1 с (DT)
	Для изолированной нейтральной нейтрали	59N	Уставка: 30% V_n

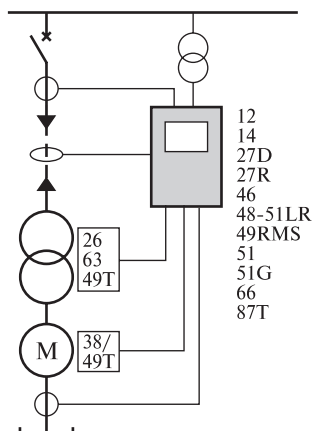
Повреждения	Защита	Код ANSI	Регулировки
	Сильнотокосная сеть. Максимальная токовая направленная защита от замыканий на землю	67N	Минимальная уставка в соответствии с выбранным датчиком тока
Замыкание на корпус ротора	Устройство постоянной проверки изоляции		
Особые возможные повреждения синхронного двигателя			
Потеря возбуждения	Максимальная направленная защита реактивной мощности	320	Уставка: 30% Sp Выдержка времени: 1 с
	Защита минимального полного сопротивления	40	Как для генератора
Потеря синхронизма	Потеря синхронизма	78PS	Как для генератора



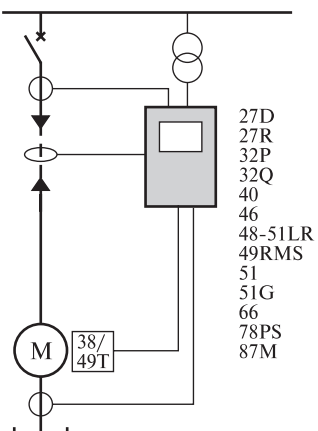
Асинхронный двигатель,
управляемый контактором
с предохранителем
Пример: насос мощностью 100 кВт



Асинхронный двигатель,
управляемый выключателем
Пример: вентилятор мощностью 250 кВт



Блок асинхронный двигатель/
трансформатор
Пример: дробилка мощностью 1 МВт



Основной синхронный двигатель
Пример: компрессор мощностью 2 МВт

Рис. 6.28. Примеры применения модулей SEPAM с различными функциями для защиты электродвигателей

защиту выполняют двумя комплектами, один из которых подключается к ТТ шкафа выключателя реактора, а другой — к ТТ шкафа выключателя основного питания. При дифференциальной защите в плечо защиты со стороны питания с той же целью устанавливается двухфазная двухрелейная отсечка без выдержки времени, которая с целью повышения чувствительности выводится из действия на время пуска электродвигателя (см. рис. 6.29).

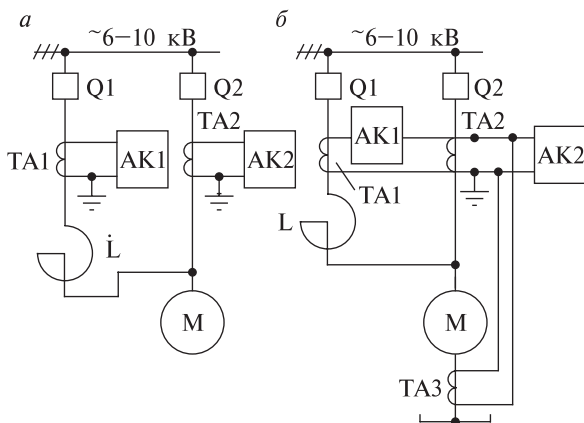


Рис. 6.29. Схема защиты электродвигателей с реакторным пуском от многофазных КЗ

При прямом пуске электродвигателя в зону защиты входит его соединение с распределительным устройством, от которого он получает питание.

Для токовых отсечек используются реле РТ-40 или РНТ-565, обладающие улучшенной отстройкой от токов переходного процесса при пуске и самозапуске.

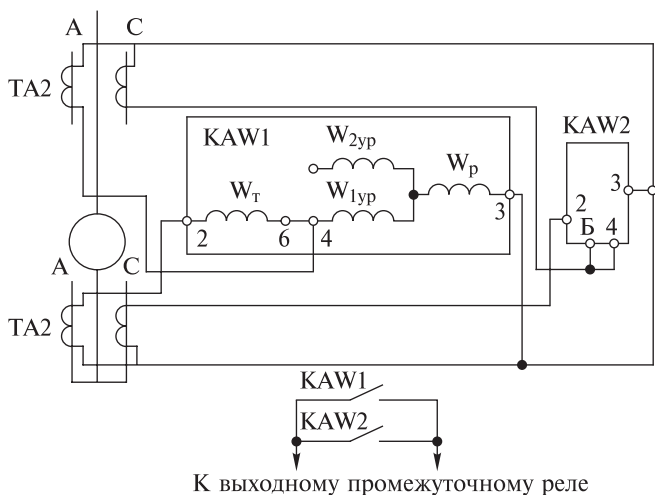
Дифференциальная защита использует реле ДЗТ-11 с магнитным торможением (рис. 6.30). Тормозная обмотка реле W_T включена в плечо дифференциальной защиты со стороны нулевых выводов обмотки статора, что обеспечивает минимальное торможение при внутренних повреждениях электродвигателей.

В случае динамического торможения электродвигателей дифференциальная схема защиты включает ТТ, установленные в цепи резисторов динамического торможения. Защита линии динамического торможения — максимальная токовая защита (двухфазная двухрелейная), отстроенная от максимального тока статора и отключающая выключатель цепи динамического торможения.

Ток срабатывания реле при токовой отсечке

$$I_{ср.з} \geq \frac{k_{отс} k_{сх} I''_{max}}{k_T}, \quad (6.39)$$

где $k_{отс}$ — коэффициент отстройки: 1,4–1,5 — для асинхронных электродвигателей, 1,6–1,8 — для синхронных; если защита вы-



К выходному промежуточному реле

Рис. 6.30. Схема дифференциальной защиты электродвигателя с реле типа ДЗТ-11

полнена на базе реле РНТ-565, то $k_{отс} = 1,3$; $k_{сх}$ — коэффициент схемы ($k_{сх} = 1$); I''_{max} — наибольшее действующее значение периодической слагающей тока в режиме пуска (при $U_{ном}$ и скольжении $s = 1$), самозапуска или внешнего КЗ при выведенных пусковых устройствах.

Минимальное значение коэффициента чувствительности

$$k_{ч.min} = \frac{I_{к.min}^{(2)}}{I_{ср.з} k_T} \geq 2, \quad (6.40)$$

где $I_{к.min}^{(2)}$ — ток двухфазного КЗ.

Расчет дифференциальной защиты с реле типа ДЗТ-11, заключающийся в выборе числа витков дифференциальной обмотки реле $W_{д}$, подробно изложен в [7].

Первичный ток срабатывания реле максимальной токовой защиты выбирается из условия обеспечения необходимой чувствительности к двухфазным металлическим КЗ между пусковым выключателем и ТТ, установленным в шкафу этого же выключателя

$$I_{ср.з} \geq \frac{I_{к.min}^{(2)}}{k_{ч.min}}, \quad (6.41)$$

где $k_{ч.min}$ — минимальный коэффициент чувствительности (1,5).

6.9. ЗАЩИТА КОНДЕНСАТОРНЫХ УСТАНОВОК НАПРЯЖЕНИЕМ 6(10) кВ

Конденсаторные установки и батареи используются для компенсации реактивной мощности, потребляемой нагрузкой сети, а также для создания специальных фильтров в виде фильтрокомпенсирующих и фильтросимметрирующих устройств для улучшения показателей качества электроэнергии.

В зависимости от уровня требуемого напряжения и установленной мощности конденсаторы в батареях могут соединяться по схеме «звезда», «двойная звезда» и «треугольник». Батарея состоит из отдельных конденсаторов с ограниченным максимальным напряжением, соединенных в группы: 1) соединенные последовательно для получения необходимого напряжения; 2) соединенные параллельно для получения требуемой мощности. Выпускаются с индивидуальной защитой предохранителем и без нее.

К основным повреждениям относят: 1) короткое замыкание; 2) перегрузку; 3) короткое замыкание отдельного конденсатора; 4) замыкание на корпус.

Перегрузка вызывается установившимися или временными сверхтоками.

Установившийся ток перегрузки возникает при повышении напряжения питания или циркуляции токов нелинейной нагрузки, т.е. статическими преобразователями, дуговыми печами и т.д.

Временный ток вызывается включением в сеть ступеней конденсаторных батарей. Эта перегрузка вызывает нагрев, вызывающий опасность для стойкости диэлектрика и способствует преждевременному старению конденсатора.

Конденсаторы включаются в сеть, когда они разгружены и поэтому во избежание переходного перенапряжения повторное включение их должно производиться с выдержкой времени в течение 10 мин. Этого времени достаточно для естественной разгрузки конденсатора.

Для защиты от продолжительного тока перегрузки вследствие повышения напряжения используется защита по максимальному

напряжению (ANSI 59). Она обеспечивает контроль напряжения сети и устанавливается на конденсаторе или участке сети. Однако такая защита не всегда необходима в силу того, что конденсаторы выдерживают 110% номинального напряжения в течение 12 ч.

Продолжительный ток перегрузки, вызванный несинусоидальной нагрузкой, отключается тепловой защитой ANSI 49RMS или максимальной токовой защитой с выдержкой времени ANSI 51 (при учете частоты соответствующей гармонике).

Кратковременный ток перегрузки может быть ограничен по амплитуде установкой для каждой ступени последовательно соединенных дросселей.

Внутреннее или внешнее повреждение между проводами в фазах (при соединении в «треугольник») или между фазой и нейтралью (соединение «звезда») может привести к короткому замыканию. В результате образования газа внутри герметичного корпуса конденсатора возникает избыточное давление, приводящее к разгерметизации корпуса и утечке диэлектрика.

В результате пробоя диэлектрика отдельного конденсатора может возникнуть короткое замыкание.

При отсутствии внутренней защиты (предохранителей) соединенные параллельно отдельные конденсаторы шунтируются через поврежденный конденсатор, в результате чего изменяется полное сопротивление, напряжение питания распределяется только на группу отдельных конденсаторов, соединенных последовательно. В результате этого каждая группа испытывает большую нагрузку, которая может привести к другим пробоям, вплоть до общего короткого замыкания.

При наличии внутренней защиты перегорает плавкая вставка предохранителя и устраняется короткое замыкание конденсатора — он остается неповрежденным, но изменяется его полное сопротивление.

Короткое замыкание определяется максимальной токовой защитой с выдержкой времени (ANSI 51). Соответствующей уставкой тока и выдержкой времени обеспечивается работа при максимальном токе нагрузки и возможность отключений и переключений ступеней конденсатора.

От замыканий на корпус защита выбирается в соответствии с режимом нейтрали. При заземленной нейтрали используется максимальная токовая защита от замыканий на землю с выдержкой времени (ANSI 51G).

Если конденсаторы в батарее соединены по схеме «двойная звезда», несимметрия, возникающая из-за изменения полного сопротивления одной из схем «звезда», вызывает циркуляцию тока в соединении между нейтралями. Этот небаланс определяется чувствительной максимальной токовой защитой с выдержкой времени ANSI 51.

Для конденсаторных установок, предназначенных для компенсации реактивной мощности, применяется защита от многофазных КЗ, от сверхтоков перегрузки и от повышения напряжения. Однако ПУЭ не требует защиты от повышения напряжения, если конденсаторная установка выбрана по максимально возможному напряжению, т.е. к единому конденсатору не может быть применено напряжение более $1,1U_{ном}$.

В качестве защиты от многофазных КЗ рекомендуется максимальная токовая защита без выдержки времени в двухфазном двухрелейном варианте. На батареях, состоящих из нескольких секций конденсаторов, если они не защищены предохранителями, может устанавливаться, помимо общей, собственная защита от многофазных КЗ.

Защита от повышения напряжения выполняется одним реле максимального напряжения с высоким коэффициентом возврата и действует на отключение всей установки.

Защита от перегрузки — максимальная токовая защита действует на отключение установки.

Любое отключение должно сопровождаться запретом на повторное включение прежде, чем пройдет время, достаточное для разряда батареи (5 с).

Пример выполнения защиты представлен на рис. 6.31.

Ток срабатывания защиты от многофазных КЗ

$$I_{ср.з} \geq k_{отс} I_{ном}, \quad (6.42)$$

где $k_{отс}$ — коэффициент отстройки (2,0–2,5); $I_{ном}$ — номинальный ток конденсаторной установки.

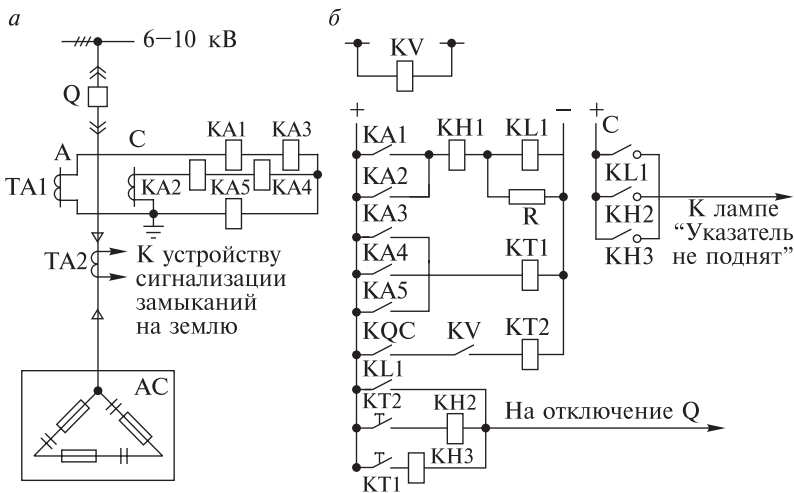


Рис. 6.31. Схема защиты конденсаторной установки:
a — схема включения; *б* — цепи управления

Защита удовлетворяет требованиям чувствительности, если

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}^{(2)}}{I_{\text{ср.з}}} \geq 2, \quad (6.43)$$

где $I_{\text{к.мин}}^{(2)}$ — минимальный ток двухфазного КЗ на выводах конденсаторной установки.

Защита от перегрузки должна удовлетворять условию

$$1,3I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ср.з}} \geq \frac{k_{\text{отс}}I_{\text{ном}}}{k_{\text{в}}}, \quad (6.44)$$

где $k_{\text{отс}}$ — коэффициент отстройки (1,05–1,1); $k_{\text{в}}$ — коэффициент возврата (0,85).

Время выдержки защиты от перегрузки составляет 9–10 с.

Первичное напряжение срабатывания защиты от повышения напряжения

$$U_{\text{ср.з}} = 1,1U_{\text{ном}}.$$

Рекомендации по уставкам защиты и примеры применения модулей SEPAM для защиты конденсаторных установок приведены в табл. 6.3 и рис. 6.32.

Повреждения	Защита	Код ANSI	Регулировки
Перегрузка	Защита по максимальному напряжению	59	Уставка $\leq 110\% I_n$
	Тепловая защита	49RMS	Уставка $\leq 1,3 I_n$ Постоянная времени: 10 мин
	Максимальная токовая защита с выдержкой времени	51	Уставка $\leq 1,3 I_n$, кривая IDMT
Короткое замыкание	Максимальная токовая защита с выдержкой времени	51	Уставка порядка $10 I_n$. Выдержка времени: 0,1 с (DT)
Замыкание на корпус	Максимальная токовая защита от замыканий на землю с выдержкой времени	51N/51G	Уставка $\leq 20\%$ 1 макс. замыкания на землю Уставка $\geq 10\%$ ном. тока ТТ с питанием от 3 ТТ и подавлением Н2 Выдержка времени: 0,1 с (DT)
Короткое замыкание отдельного конденсатора	Максимальная токовая защита с выдержкой времени	51	Уставка: 1 А, в соответствии с применением Выдержка времени: 1 с (DT)

6.10. ЗАЩИТА ФИЛЬТРОВ ВЫСШИХ ГАРМОНИК 10–35 кВ

Для фильтров высших гармоник (ФВГ) предусматривается защита от многофазных КЗ в линиях, питающих фильтры; междофазных КЗ в самих фильтрах, неисправности конденсаторов в фильтре; сверхтоков перегрузки; повреждений и понижения уровня масла в маслонаполненных реакторах и др.

Принципиальная схема защиты ФВГ, зависящая от схемы фильтра и конструктивного исполнения его элементов, представлена на рис. 6.33.

Защита от многофазных КЗ в питающей линии и в фильтре состоит из двух комплектов. Первый обеспечивает максимальную токовую защиту линии без выдержки времени.

Первичный ток срабатывания защиты определяется из условия отстройки ее от тока включения фильтра

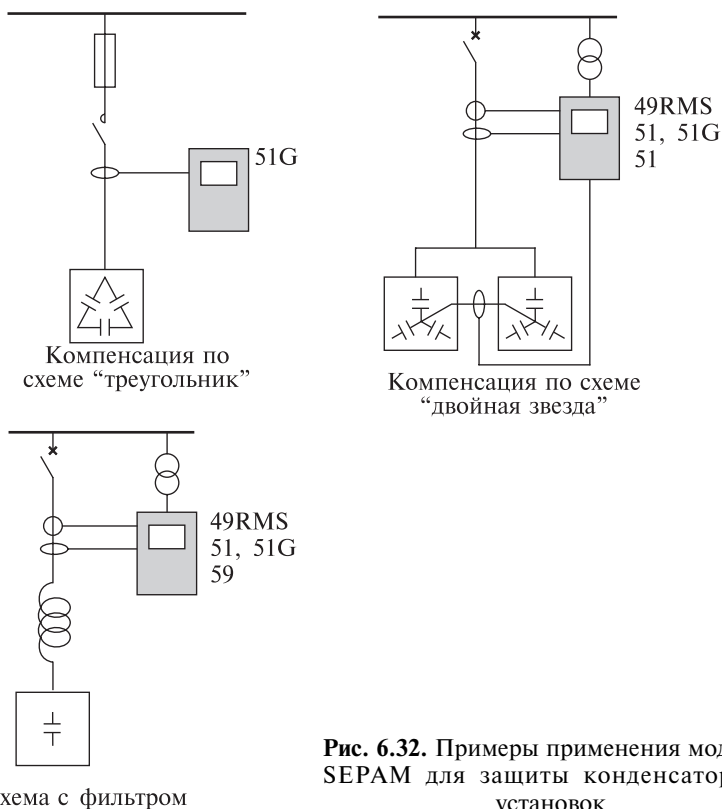


Рис. 6.32. Примеры применения модулей SEPAM для защиты конденсаторных установок

$$I_{\text{ср.з}} > k_{\text{отс}} I_{\text{ном}} v, \quad (6.45)$$

где $k_{\text{отс}} = 1, 2-1, 3$; v — номер гармоники тока, на которую выбран фильтр; $I_{\text{ном}}$ — номинальный ток фильтра.

При групповом питании фильтров различных гармоник

$$I_{\text{ср.з}} \geq k_{\text{отс}} \sqrt{\sum_1^n v_i^2 I_{\text{ном.}i}^2}, \quad (6.46)$$

где v_i и $I_{\text{ном } i}$ — соответственно номер гармоники и номинальный ток i -го фильтра высших гармоник; n — число фильтров высших гармоник.

Чувствительность защиты проверяется по минимальному двухфазному току КЗ в конце защищаемой линии

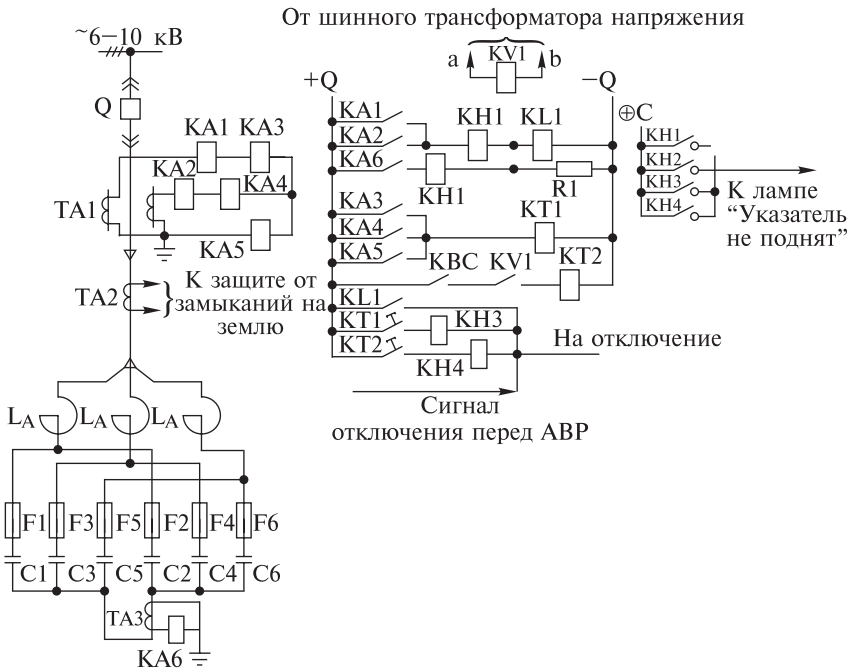


Рис. 6.33. Схема защиты фильтров высших гармоник:

Q — выключатель; L_A ; L_B ; L_C — реакторы ФВГ; C1–C6 — конденсаторные батареи ФВГ; F1–F6 — предохранители; TA1–ТФ3 — трансформаторы тока; KA1–KA5 — реле тока типа РТ-40; КТ-1; КТ-2 — реле времени; КУ1 — реле напряжения типа РН-58; KL1 — реле промежуточное; КН1–КН4 — указательные реле; R1 — резистор; KQC — контакт реле положения выключателя Q «включено»

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}^{(2)}}{I_{\text{ср.з}}} = 1,5.$$

Второй комплект предназначен для защиты фильтра высших гармоник в зоне между конденсаторной батареей и реактором. Применяется защита минимального тока с тремя исполнительными реле, включенными на разность токов фазных ТТ. Ток срабатывания реле

$$I_{\text{ср.з}} \leq \frac{k_{\text{сх}} I_{\text{НОМ}} k_{\text{В}}}{k_{\text{отс}} k_{\text{T}}},$$

где $k_{\text{сх}} = \sqrt{3}$; $k_{\text{отс}} = 1,3-1,4$; $k_{\text{В}} = 0,85$.

Защита выполняется с выдержкой времени 1,5–2 с и с блокировкой, предотвращающей ее действие при исчезновении и уменьшении напряжения в питающей сети. Оба комплекта защиты действуют на отключение выключателя.

Если в системе фильтра чередуются реактор с конденсаторной батареей, то для защиты такого фильтра используется максимальная токовая защита или дифференциальная отсечка в виде одного комплекта.

Ток срабатывания дифференциальной отсечки

$$I_{\text{ср.з}} \geq k_{\text{отс}} k_{\text{одн}} k_{\text{пер}} \varepsilon V I_{\text{ном}}, \quad (6.47)$$

где $k_{\text{одн}}$ — коэффициент однотипности (1,0); $k_{\text{пер}}$ — коэффициент, учитывающий переходный режим; $\varepsilon = 0,1$; $k_{\text{отс}} = 1,5–1,8$; $k_{\text{пер}} = 2$ — для реле РТ-40.

6.11. ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОЛУПРОВОДНИКОВЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ 6–35 кВ

Для тяговых преобразовательных агрегатов (ПА) с напряжением первичной обмотки выше 1 кВ предусматривается защита от многофазных КЗ в линии, питающей ПА; в самом трансформаторе и на его выводах; при внутренних повреждениях в самом кожухе ТПА и выделении газа; от понижения уровня масла; при замыканиях на землю и сверхтоках перегрузки.

Защита от многофазных КЗ в линии, обмотках и выводах ТПА применяется максимальная токовая в двухфазном двухрелейном варианте без выдержки времени, действующая на отключение поврежденного трансформатора со стороны ВН. В качестве исполнительных реле используются реле типа РНТ-565.

Для трансформаторов, имеющих две активные части, питаемые по магистральной схеме, применяют максимальную токовую защиту для каждой активной части, а для защиты линии, соединяющей трансформатор с распределительным устройством, используют токовую отсечку.

Защиты ТПА от многофазных КЗ обязательно должны быть селективны по отношению к автоматическим выключателям на стороне выпрямленного напряжения ПА. Это достигается за

счет существенного различия во времени срабатывания быстродействующих выключателей постоянного тока ($t_{\text{откл}} = 12-15 \text{ мс}$) и аппаратуры защиты от многофазных КЗ ($t_{\text{откл}} = 50-10 \text{ мс}$).

Принципиальная схема защиты ТПА с одной активной частью приведена на рис. 6.34.

Первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты от многофазных КЗ выбирается из условия надежной отстройки от броска намагничивающего тока ТПА при включении его на холостой ход, т.е.

$$I_{\text{ср.з}} \geq k_{\text{отс}} I_{\text{ном ТПА}}, \quad (6.48)$$

где $k_{\text{отс}} = 1,3$; $I_{\text{ном ТПА}}$ — номинальный ток ТПА.

Чувствительность защиты проверяется по минимальному двухфазному току КЗ в месте установки защиты на выводах НН ТПА:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}^{(2)}}{I_{\text{ср.з}}} \geq 1,5.$$

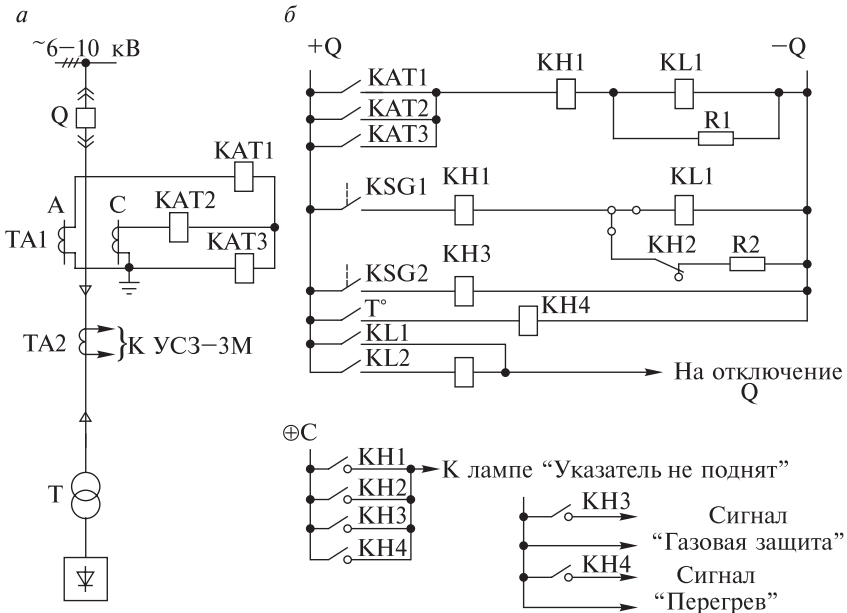


Рис. 6.34. Схема защиты ТПА с одной активной частью:

a — схема включения; *б* — цепи оперативного тока

Если чувствительность защиты окажется недостаточной, то ее проверяют по минимальному трехфазному току КЗ в месте установки защиты:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}^{(3)}}{I_{\text{ср.з}}} \geq 1,5.$$

Для отключения двухфазных КЗ в этом случае рекомендуется токовая защита обратной последовательности.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Какие виды защит от многофазных КЗ используются для электроустановок напряжением выше 1 кВ?
2. В каких случаях используются дифференциальные защиты?
3. Каков принцип действия продольной дифференциальной защиты?
4. В чем особенности поперечной дифференциальной защиты?
5. Как распределяются токи в схемах продольной дифференциальной защиты?
6. В каких случаях используются реле ДЗТ, ДЗЛ?
7. Как осуществляется защита силовых трансформаторов?
8. Как выглядит диаграмма зависимости тока повреждения от места повреждения при различной схеме соединения обмоток трансформатора?
9. Как строится защита от внешних КЗ?
10. Какие функции защит для трансформаторов выполняют модули SEPAM?
11. Как подключаются модули SEPAM?
12. Как выбираются уставки защиты?
13. Каким образом выполняется защита сборных шин?
14. Какие характерные схемы защиты при использовании модулей SEPAM?
15. Схемы защиты кабельных линий с одним вводом.
16. Характерные схемы для линий с двумя вводами.
17. Характерные схемы для кольцевых линий.
18. Как выполняется защита КРЦ?
19. Какие применяются защиты электродвигателей от междуфазных КЗ?
20. Как подключаются модули SEPAM?
21. Как выполняется защита конденсаторных установок?
22. В чем особенность схемы защиты фильтров высших гармоник?
23. Как обеспечивают защиту трансформаторов полупроводниковых преобразовательных агрегатов 6–35 кВ?

ГЛАВА 7

ЗАЩИТА ОТ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1 кВ

7.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Однофазные замыкания на землю в электроустановках напряжением выше 1 кВ являются преобладающими и для их предотвращения используется специальная защита, реагирующая на ток и напряжение нулевой последовательности (ННП).

Величина токов нулевой последовательности равна одной трети геометрической суммы токов трех фаз, а распределение их зависит от режима нейтрали, топологии сети и положения точки однофазного замыкания на землю. В качестве источника или фильтра тока применяются специальные трансформаторы тока нулевой последовательности (ТННП). Первичной обмоткой такого трансформатора служат три фазы защищаемого элемента, а вторичная обмотка — специальная, располагаемая на ферромагнитном сердечнике, охватывающем три фазы первичной обмотки. К вторичной обмотке присоединяется исполнительное реле. Фазные токи создают в сердечнике магнитные потоки, а суммарный поток наводит во вторичной обмотке ЭДС, пропорциональную току нулевой последовательности в первичной цепи.

Напряжение нулевой последовательности во всех точках электрически связанной сети одно и то же, а выделяет его фильтр, которым является трансформатор напряжения нулевой последовательности (ТННП). Так как напряжение нулевой последовательности равно одной трети геометрической суммы напряжения трех фаз относительно земли, то вторичную обмотку ТННП соединяют в разомкнутый треугольник, к выводам которого может быть присоединено реле напряжения (рис. 7.1).

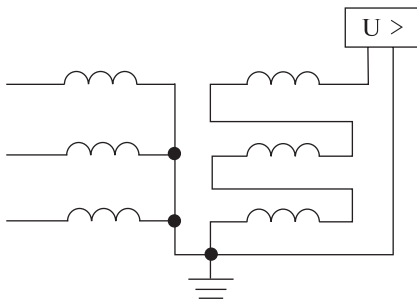


Рис. 7.1. Схема защиты от однофазных замыканий, реагирующей на ННП

В реальных ТТНП небольшой ток во вторичной цепи — ток небаланса — возникает независимо от наличия тока нулевой последовательности в первичной цепи, что объясняется неодинаковым расположением фаз первичной обмотки относительно сердечника трансформатора. В схемах защиты от однофазных замыканий на землю используются чаще ТТНП, у которых ток небаланса значительно меньше, чем у фильтров тока нулевой последовательности, где токи трех фаз суммируются, что может вызвать ложное срабатывание защиты.

В сетях с заземленной нейтралью замыкание на землю является однофазным коротким замыканием, отчего следует, что защита от однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) может совмещаться с защитой от многофазных замыканий.

В сетях с изолированной нейтралью процесс замыкания проходит несколько иначе из-за того, что распределение токов при ОЗЗ определяется наличием проводимости (в основном емкостной) между фазовыми проводами и землей на всем протяжении линии. В соответствии с этим, токи нулевой последовательности протекают не только в поврежденной, но и неповрежденных линиях.

При установке защиты, реагирующей на ток нулевой последовательности, следует учитывать, что ток в поврежденной линии, от которого отстраивается защита, равен разности полного тока I_0 замыкания на землю и собственного тока поврежденной линии $I_{л.с}$. С другой стороны защита не должна реагировать на собственный ток линии при однофазном замыкании на какой-либо другой линии, т.е.

$$\frac{I_0 - I_{л.с}}{k_T k_q} \geq I_{ср.з} \geq \frac{k_{зап} I_{л.с}}{k_T}, \quad (7.1)$$

где k_q — коэффициент чувствительности ($k_q = 1,5$ для ВЛ, $k_q = 1,25$ для КЛ); $k_{зап}$ — коэффициент запаса для отстройки от

токов небаланса ($k_{\text{зап}} = 4-5$ для защит без выдержки времени, $k_{\text{зап}} = 2,0-2,5$ — с выдержкой времени).

Таким образом, условием применения защиты являются соотношения:

$$I_{\text{л.с}} \leq (0,1-0,14) I_0 \text{ — для защит без выдержки времени;}$$

$$I_{\text{л.с}} \leq (0,21-0,28) I_0 \text{ — для защит с выдержкой времени.}$$

Защиты нулевой последовательности выполняются в виде токовых максимальных защит и отсечек как простых, так и направленных.

7.2. МАКСИМАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ ЗАЩИТА НУЛЕВОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ В СЕТЯХ С БОЛЬШИМИ ТОКАМИ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

Защита (рис. 7.2) состоит из пускового реле 1 , включенного на фильтр тока нулевой последовательности, в качестве которого используется нулевой провод трансформаторов тока, соединенных по схеме «полная звезда». Для установления селективности выдержку времени обеспечивает реле времени 2 , контакт которого включен в цепь питания промежуточного реле 3 .

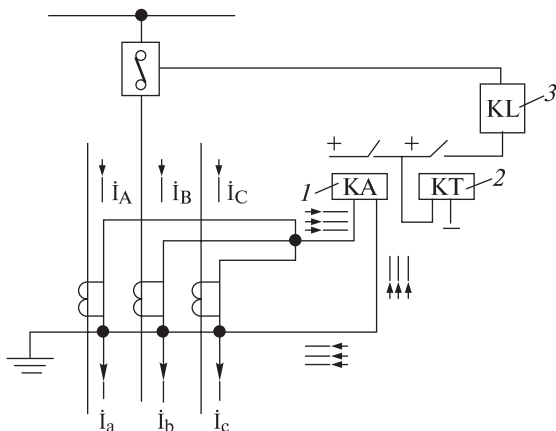


Рис. 7.2. Принципиальная схема токовой защиты нулевой последовательности

Ток в нулевом проводе, питающем реле тока, равен сумме вторичных токов трех фаз

$$\dot{I}_p = \dot{I}_a + \dot{I}_b + \dot{I}_c,$$

Выражая вторичные токи через первичные, получим

$$I_p = \frac{\dot{I}_A}{k_T} + \frac{\dot{I}_B}{k_T} + \frac{\dot{I}_C}{k_T} = \frac{\dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C}{k_T} = \frac{3I_o}{k_T}. \quad (7.2)$$

Отсюда следует, что ток в пусковом органе реле защиты появляется только в том случае, когда имеется ток нулевой последовательности, поэтому защита нулевой последовательности может работать только при одно- и двухфазных замыканиях на землю.

Работа защиты осложняется наличием токов небаланса, от которых отстраивается защита. При этом учитывается возможность отстройки защиты по времени. Максимальные токовые защиты от ОЗЗ обычно бывают двух- и трехступенчатыми. Время действия защиты выбирается по ступенчатому принципу с нарастанием от источника питания в сторону трансформатора с заземленной нулевой точкой. При этом выдержка времени защиты нулевой последовательности получается меньше выдержки времени защиты от междуфазных КЗ, что объясняется различным характером протекания полных фазных токов и токов нулевой последовательности.

В качестве примера на рис. 7.3 приведена радиальная схема с односторонним питанием из двух трансформаторов: 1Т с заземленной нулевой точкой и 2Т. При этом токи нулевой последовательности будут замыкаться через заземленную нейтраль и точку К₃ только при замыкании на землю между обмотками трансформаторов, соединенных в звезду. При замыкании на землю вне этого участка (К₄) токи нулевой последовательности отсутствуют, поэтому защита ОЗ на трансформаторе 2Т может выполняться без выдержки времени ($t_{o3} = 0$), а время действия защит 02 и 01 возрастает по ступенчатому принципу.

Приведенные для сравнения характеристики защит от междуфазных замыканий показывают, что защиту нулевой последовательности можно выполнять более быстродействующей.

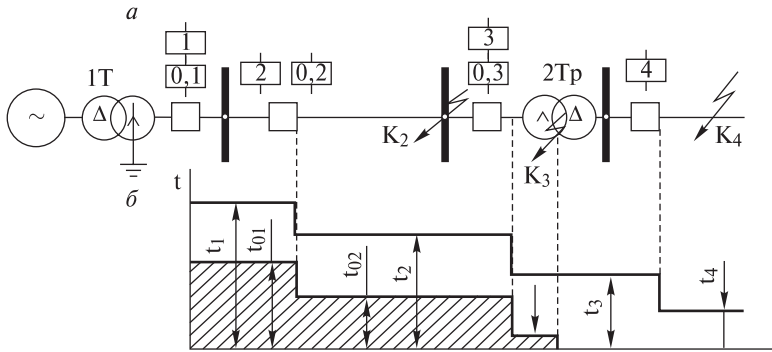


Рис. 7.3. Схема МТЗ нулевой последовательности в радиальной сети с одно-
сторонним питанием (а) и ее временная характеристика (б)

При выборе тока срабатывания реле и расчетного тока небаланса следует иметь в виду, что $I_{\text{нб.расч}}$ возрастает с увеличением тока сети, достигая максимума при трехфазном КЗ. Поэтому $I_{\text{ср.р}}$ должен отстраиваться от максимального тока небаланса, чтобы исключить неселективное действие защиты нулевой последовательности. При этом ток небаланса определяется, исходя из 10%-ной погрешности ТТ:

$$I_{\text{нб.расч}} = I_{\text{нб.мах}} = k_{\text{одн}} 0,01 \varepsilon \frac{I_{\text{мах вн.кз}}}{k_{\text{Т}}}, \quad (7.3)$$

где $k_{\text{одн}}$ — коэффициент однотипности (0,5–1,0); $I_{\text{мах вн.кз}}$ — действующее значение установившегося трехфазного тока при повреждении в начале следующего участка (например, для защиты 02 в т. K_2).

Ток установившегося режима принимается потому, что защита с выдержкой времени достаточна для затухания апериодической слагаемой.

Если выдержка времени не более 0,3 с, следует учитывать и апериодическую слагающую. При этом (7.3) примет вид

$$I_{\text{нб.мах}} = k_{\text{одн}} 0,01 \varepsilon k_{\text{апер}} \frac{I_{\text{мах вн.кз}}}{k_{\text{Т}}}, \quad (7.4)$$

где $k_{\text{апер}}$ — коэффициент, учитывающий апериодическую слагающую тока КЗ ($k_{\text{апер}} = 2$ при $t_{\text{ср.з}} = 0,1$ с и $k_{\text{апер}} = 1,5$ — до 0,3 с).

Ток срабатывания реле защиты

$$I_{\text{ср.р}} = k_{\text{зап}} I_{\text{нб. макс}}, \quad (7.5)$$

где $k_{\text{зап}}$ — коэффициент запаса (1,25).

Защиты нулевой последовательности имеют меньшие выдержки времени и повышенную чувствительность, поэтому широко применяются в сетях напряжением 110 кВ и выше, с большими токами замыкания на землю.

Для ускорения отключения КЗ на землю в сетях с глухо-заземленной нейтралью применяются отсечки, реагирующие на ток нулевой последовательности, которые могут быть токовыми и направленными, мгновенными и с выдержкой времени.

Токовые (ненаправленные) отсечки нулевой последовательности применяются на линиях с односторонним прохождением тока I_0 , т.е. там, где заземленные нейтрали трансформаторов расположены с одной стороны линии (рис. 7.4).

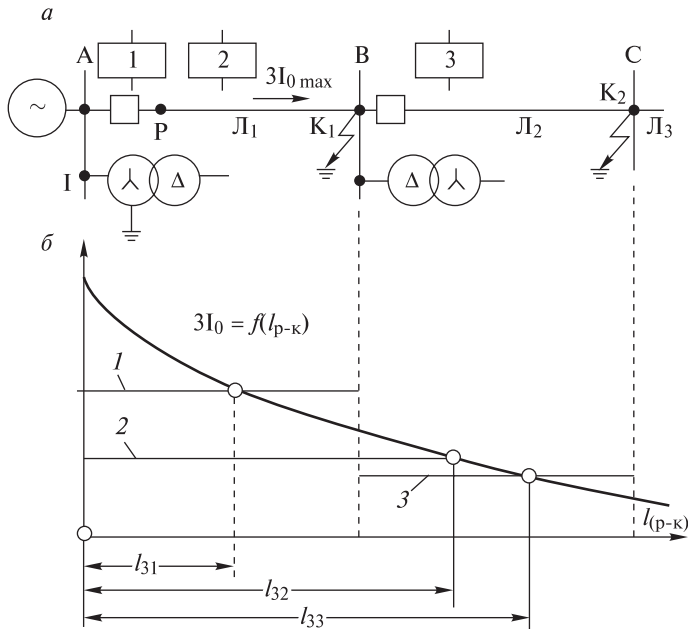


Рис. 7.4. Схема защиты линии с помощью отсечек нулевой последовательности (а) и зона действия этих отсечек (б)

Мгновенные отсечки отстраиваются от тока $3I_{0 \max}$ при КЗ на землю на шинах противоположной подстанции, ток срабатывания защиты

$$I_{\text{ср.л}} = k_{\text{зап}} 3I_{0 \max}, \quad (7.6)$$

где $k_{\text{зап}} = 1,2-1,3$.

Отсечки с выдержкой времени (реле 2) отстраиваются по току и времени от мгновенной отсечки нулевой последовательности следующей линии ЛЗ.

При одностороннем расположении нейтралей ток $3I_0$ в отсечках 2 и 3 при КЗ на линии Л2 одинаков. Поэтому принимается, что

$$I_{\text{ср.з2}} = (1,1 \pm 1,2) I_{\text{ср.з3}}. \quad (7.7)$$

Выдержка времени $t_2 = t_1 + \Delta t$.

Зона действия отсечек находится графически по точке пересечения кривой $3I_0 = f(I_{\text{р-к}})$ с прямой $I_{\text{ср.л}}$ (см. рис. 7.4).

Схема отсечки с выдержкой времени выполняется согласно рис. 7.2, а схема мгновенной отсечки — так же, но без реле 2 выдержки времени.

Токовые отсечки применяются и на линиях с двусторонним питанием. В этом случае ток срабатывания защиты отстраивается от токов $3I_0$, проходящих через защиту, как на шинах противоположной подстанции В, так и на подстанции А, где установлена отсечка. Однако если $3I_{0к2} > 3I_{0к1}$ — чувствительности недостаточно, поэтому в таком случае применяют направленную токовую отсечку.

Основным элементом такой отсечки является орган направления мощности, который отключает линию при КЗ на шинах подстанции, когда мощность направлена от шин подстанции (рис. 7.5).

В схеме, представленной на рис. 7.6, используется мгновенная отсечка в качестве первой ступени; второй ступенью является максимальная токовая защита с ограниченной зоной действия, отстраиваемая по чувствительности от первой ступени, а третья ступень — максимальная токовая защита с током срабатывания, отстроенным от тока небаланса, и с выдержкой времени, выбранной по условию селективности с третьей или второй ступенью защиты второго участка.

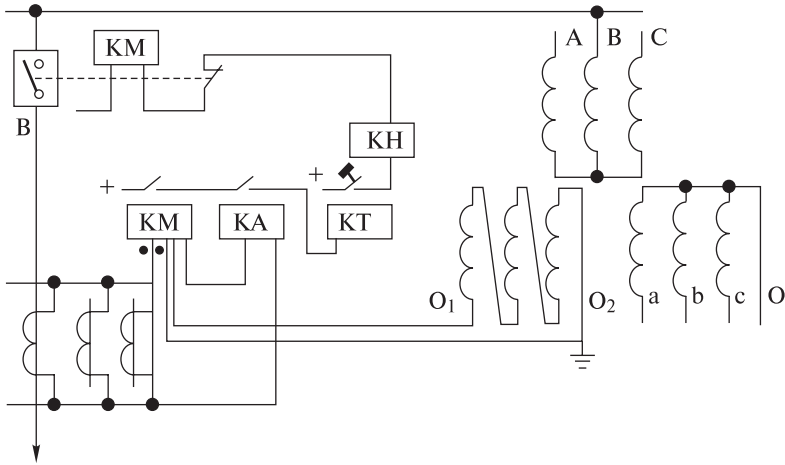


Рис. 7.5. Принципиальная схема максимальной направленной защиты от однофазных КЗ

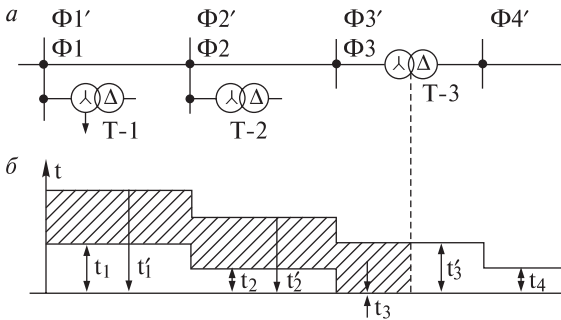


Рис. 7.6. Схема максимальной токовой трехступенчатой защиты от однофазных КЗ (а) и ее характеристика (б):

1'; 2'; 3'; 4' — максимальные токовые защиты; 1, 2, 3 — максимальные токовые защиты нулевой последовательности

7.3. ЗАЩИТА ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ С МАЛЫМИ ТОКАМИ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

К сетям с малыми токами замыкания на землю относятся кабельные и воздушные линии напряжением 35 кВ и ниже.

Ток замыкания на землю в таких сетях определяется нейтралью электрических сетей: изолированной или заземленной

через компенсирующую дугогасящую катушку и зависит от напряжения и величины ее емкости относительно земли. Чем выше напряжение сети и больше емкость, тем больше ток замыкания на землю.

Емкость сети зависит от протяженности и типа сети. Например, ток замыкания на землю на каждые 100 км сети напряжением 6 кВ составляет 1,5 А для воздушных линий и до 80 А для кабельных линий.

Для уменьшения тока замыкания на землю применяются дугогасящие катушки между нулевой точкой трансформатора или генератора и землей. Эти катушки создают индуктивный ток, противоположный емкостному току, и тем самым в зависимости от настройки полностью компенсируют емкостной ток или значительно его снижают.

Поскольку междуфазные напряжения при замыкании на землю остаются неизменными, то ток замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью непосредственной опасности для электроустановок не представляет, однако этот ток опасен для обслуживающего персонала. Поэтому быстрое отключение требуется для обеспечения электробезопасности, особенно на горнодобывающих предприятиях.

При нормальной работе наряду с рабочими токами нагрузки по фазам проходят токи, обусловленные равномерно распределенными по длине проводов емкостями фаз по отношению к земле.

При этом напряжения фаз относительно земли равны фазным напряжениям \dot{U}_A , \dot{U}_B , \dot{U}_C , а распределенные емкости фаз могут быть заменены сосредоточенными C_A , C_B , C_C (рис. 7.7, а, б).

Место присоединения этих емкостей на величину емкостных токов практически не влияет, так как индуктивное и активное сопротивления линии ничтожно малы по сравнению с сопротивлением емкости фазы относительно земли. В симметричной трехфазной сети $C_A = C_B = C_C = C$, а напряжения \dot{U}_A , \dot{U}_B , \dot{U}_C равны соответствующим ЭДС источника и векторы образуют симметричную звезду фазных напряжений (см. рис. 7.7, б).

Напряжение нейтрали N при этом равно нулю, а через сосредоточенные емкости протекают равные токи, опережающие соответствующие напряжения на 90° , т.е.

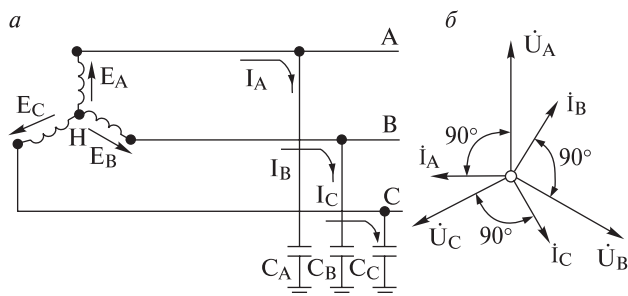


Рис. 7.7. Нормальная работа сети с изолированной нейтралью при отсутствии токов нагрузки:

a — протекание емкостных токов; *б* — векторные диаграммы токов и напряжений

$$\dot{I}_A = j \frac{\dot{U}_A}{X_C} = j\omega C \dot{U}_A; \quad \dot{I}_B = j\omega C \dot{U}_B; \quad \dot{I}_C = j\omega C \dot{U}_C.$$

Геометрическая сумма этих токов равна нулю, поэтому ток в земле отсутствует.

При замыкании какой-либо фазы на землю напряжения фаз относительно земли изменятся, а относительно нейтрали останутся неизменными. Как видно из рис. 7.8, при замыкании фазы А на землю ее потенциал равен потенциалу земли, а напряжения двух других фаз и нейтрали по отношению к земле становятся напряжениями относительно замкнувшейся на землю фазы А:

$$\dot{U}_{BA} = \dot{U}_B^{(1)}; \quad \dot{U}_{CA} = \dot{U}_C^{(1)}; \quad \dot{U}_{HA} = \dot{U}_{HK}^{(1)} = -\dot{U}_A.$$

Так как междуфазные напряжения остаются при этом неизменными, то напряжения неповрежденных фаз В и С по отношению к земле повышаются в 1,73 раза. Вместе с тем это повышение фазных напряжений может вызвать пробой изоляции в неповрежденной фазе, что приводит к двойному замыканию на землю, т.е. двухфазному КЗ.

Для практических расчетов ток однофазного замыкания на землю определяется выражениями:

$$I_{033}^{(1)} = \frac{UL}{350} \quad \text{— для воздушных линий};$$

$$I_{033}^{(1)} = \frac{UC_{уд}L}{1,84} \quad \text{— для кабельных линий}, \quad (7.8)$$

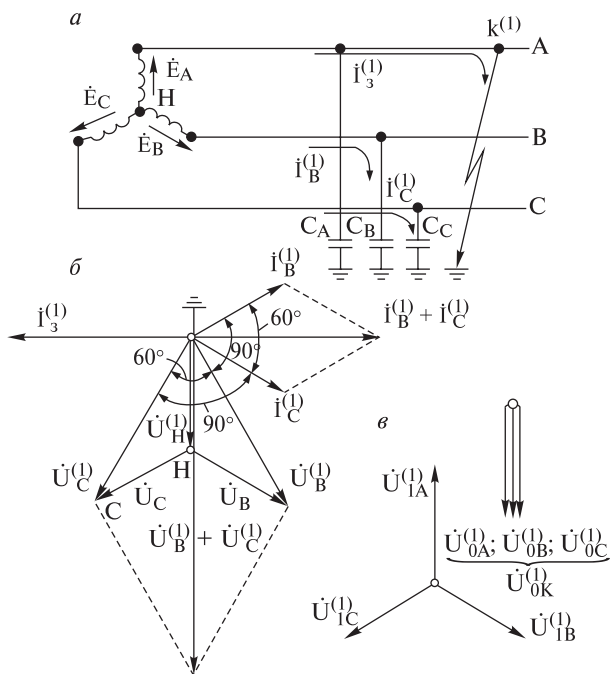


Рис. 7.8. Однофазное замыкание на землю в сети с изолированной нейтралью (а) и его векторные диаграммы напряжений (б)

где U — линейное напряжение; L — длина электрически связанной сети; $C_{уд}$ — удельная емкость жилы кабеля.

Длительное прохождение тока ОЗЗ в месте замыкания может привести к повреждению изоляции и возникновению междуфазного КЗ. Поэтому чрезмерно длительная работа сети с однофазным замыканием на землю недопустима.

Для отыскания места замыкания на землю можно использовать одну из следующих схем (рис. 7.9, а, б, в, г соответственно): схема трех вольтметров; схема, где нулевая точка создается искусственно, включением трех конденсаторов на фазные напряжения; схема с тремя реле минимального напряжения и схема с реле минимального напряжения, включенного на специальную обмотку трансформатора НТМИ-6(10), соединенную по схеме фильтра напряжения нулевой последовательности.

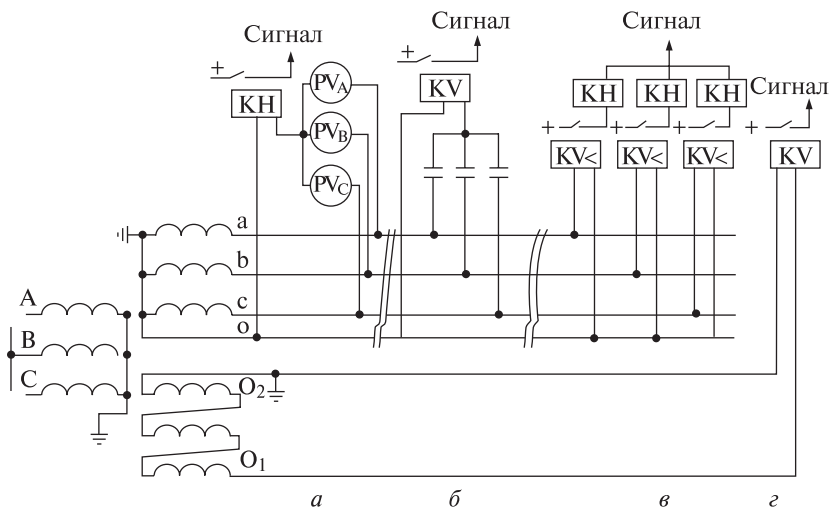


Рис. 7.9. Устройства общей сигнализации при замыканиях на землю

7.4. ЗАЩИТА ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК ОТ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ

Защита трансформаторов

Защита от внешних КЗ на землю на стороне высшего напряжения предусматривается для трансформаторов с глухим заземлением нейтрали обмотки высшего напряжения при питании синхронных электродвигателей с целью резервирования отключения замыканий на землю на шинах питающей подстанции, а также для ускорения отключения однофазного КЗ выключателями низшего и среднего напряжения в питающих линиях.

Реле максимального тока включается через трансформатор тока в нулевой вывод обмотки высшего напряжения. Первичный ток срабатывания защиты принимается равным $(0,4-0,8)I_{ном. T}$.

Защита от ОЗЗ на стороне низшего напряжения предусматривается в трансформаторах и блоках «трансформатор-магистраль» напряжением 35, 10 и 6,6(6,3) кВ с соединением обмотки низшего напряжения в звезду с заземленной нейтралью.

В качестве защит ПУЭ рекомендует максимальную токовую защиту в трехрелейном исполнении, установленную на стороне высшего напряжения трансформаторов; специальную защиту нулевой последовательности, подключенную через ТТ в нулевой провод трансформатора, а также автоматические выключатели на вводах низшего напряжения трансформатора.

Ток срабатывания реле специальной защиты выбирается по условию надежной отстройки от максимально допустимого тока в заземленной нейтрали обмотки НН трансформатора:

$$I_{\text{ср.т}} \geq \frac{k_{\text{отс}} k_{\text{д}} k_{\text{п}} I_{\text{ном.т}}}{k_{\text{т}} k_{\text{в}}}, \quad (7.9)$$

где $k_{\text{отс}}$ — коэффициент отстройки (1,1–1,2); $k_{\text{д}}$ — кратность максимально допустимого тока в нейтрали ($k_{\text{д}} = 0,75$ — при схеме соединения Δ/Y ; $k_{\text{д}} = 0,25$ — при схеме Y/Y); $k_{\text{п}}$ — коэффициент, учитывающий возможную перегрузку трансформатора согласно ГОСТ 14209–85; $k_{\text{т}}$ — коэффициент трансформации ТТ; $I_{\text{ном.т}}$ — номинальный ток обмотки НН трансформатора; $k_{\text{в}}$ — коэффициент возврата реле (0,8).

Чувствительность защиты определяется отношением:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}^{(1)}}{I_{\text{ср.з}}} \geq 1,5. \quad (7.10)$$

где $I_{\text{к.мин}}^{(1)}$ — минимальный ток КЗ на сборных шипах 0,4(0,69) кВ.

Если на стороне ВН трансформатор подключен к магистрали или он значительно удален от выключателя на стороне ВН, то допускается действие защиты нулевой последовательности только на автоматический выключатель на стороне низшего напряжения.

Защита электродвигателей

Для синхронных и асинхронных электродвигателей применяется защита от ОЗЗ в линейных выводах и в обмотке статора. Установка такой защиты считается обязательной при токе замыкания на землю 5 А и более. Если же необходимость отключения ОЗЗ в сетях с изолированной нейтралью диктуется требованиями

техники безопасности, то установка такой защиты необходима вне зависимости от величины тока замыкания на землю.

Если защита от ОЗЗ отсутствует или выполнена с выдержкой времени, то устанавливается специальная защита от двойных замыканий на землю (одно — в обмотке статора, другое — в сети). При отсутствии защиты от ОЗЗ в обмотке статора для выявления возникшего замыкания могут использоваться сетевые устройства защиты и сигнализации.

Защита от ОЗЗ действует на отключение электродвигателя от сети, а у синхронных применяется на автоматическое гашение поля.

Наиболее распространены токовая защита нулевой последовательности с реле РТЗ-51 или токовая направленная защита нулевой последовательности ЗЗП-1м; при двойных замыканиях на землю — однорелейная токовая отсечка нулевой последовательности.

Для подключения защиты ЗЗП-1м, а также для защиты с реле РТЗ-51 при числе кабелей не более пяти, применяются трансформаторы тока нулевой последовательности (ТТНП) типа ТЗ, ТЗЛ, ТЗЛМ. Для реле РТЗ-51 ТТНП соединяются параллельно, а для защиты ЗЗП-1м — согласно рис. 6.10. Если число кабелей более шести, то реле РТЗ-51 должно подключаться к кабельным трансформаторам тока НП с подмагничиванием переменным током от шинного трансформатора напряжения. Как правило, ТТНП устанавливаются в распредустройстве. Защита выполняется без выдержки времени.

Ток срабатывания защиты с реле типа РТЗ-51 определяется его надежной отстройкой от скачка собственного емкостного тока, проходящего в месте установки защиты:

$$I_{\text{ср.з}} \geq I_{\text{ср.з.расч.}} = k_{\text{отс}} k_{\text{б}} I_{\text{с}}, \quad (7.11)$$

где $k_{\text{отс}}$ — коэффициент отстройки (1,2); $k_{\text{б}}$ — коэффициент, учитывающий бросок собственного емкостного тока (2,5); $I_{\text{с}}$ — емкостной ток электродвигателя $I_{\text{с.дв}}$ и линии, соединяющей его с распредустройством $I_{\text{с.л}}$,

$$I_{\text{с}} = I_{\text{с.дв}} + I_{\text{с.л}}. \quad (7.12)$$

Собственный емкостной ток электродвигателя

$$I_{с.дв} = \frac{6\pi f C_{дв} U_{ном}}{\sqrt{3}},$$

где $C_{дв}$ — емкость фазы статора электродвигателя, Φ [7].

Собственный емкостной ток кабельной линии, входящей в зону защиты

$$I_{с.л} = I_{с0} L m, \quad (7.13)$$

где $I_{с0}$ — удельный емкостной ток электродвигателя, А/км; L — длина линии, км; m — число кабелей в линии.

Если ток срабатывания защиты, определяемой по (7.11), меньше минимально рекомендуемых значений [7], то следует принимать рекомендуемые значения. Во всех других случаях

$$I_{ср.з.расч} \leq I_{ср.з} < 5A.$$

При $I_{ср.з.расч} > 5A$ в сетях с дугогасящим реактором защита принимается с выдержкой времени ($t = 1-1,5$ с). В сетях с изолированной нейтралью вместо реле РТЗ-51 рекомендуется защита ЗЗП-1 м.

Для защиты от двойных замыканий на землю первичный ток срабатывания реле РТ-40/6 принимается равным 150–200 А.

Согласно ПУЭ, не требуется проверка чувствительности защит электродвигателей от ОЗЗ.

Защита от замыкания на корпус статора выбирается в зависимости от режима заземления нейтрали и необходима высокочувствительная защита для исключения повреждения магнитопровода.

При глухозаземленной нейтрали или нейтрали, заземленной через резистор, защита основной обмотки обеспечивается максимальной защитой по току нулевой последовательности с выдержкой времени (ANSI 51N-51G).

Если нейтраль изолирована и требуется определить смещение нейтрали, используется защита максимального напряжения нулевой последовательности — ANSI 59N. Если электродвигатель питается по длинному кабелю (большая емкость), используется максимальная направленная токовая защита на землю — ANSI 67N.

Замыкание на корпус ротора определяется специальным устройством испытания изоляции путем подачи постоянного или переменного тока, тем самым проверяется возможность нарушения изоляции обмотки ротора.

Защита линий

Защита от ОЗЗ устанавливается на линиях напряжением 6–35 кВ, отходящих от шин РПП и ГПП как в сети с изолированной, так и в сети с заземленной через дугогасящий реактор нулевой точкой. Защита может действовать на сигнал, а в исключительных случаях, связанных с безопасностью людей, — на отключение.

Защита, действующая на отключение, выполняется двухступенчатой: I ступень защиты отключает питающую линию, а II ступень, резервная, отключает секцию 6–35 кВ, блокируя подачу напряжения до устранения замыкания на землю.

В сетях с заземленной нейтралью рекомендуются защиты типа УСЗ-2/2, УСЗ-3м, реагирующие на сумму высших гармоник в токе однофазного замыкания. Схема подключения такого устройства при различном количестве кабелей представлена на рис. 7.10.

В сетях с изолированной нейтралью рекомендуют защиту с реле типа РТЗ-51, если обеспечивается необходимая чувстви-

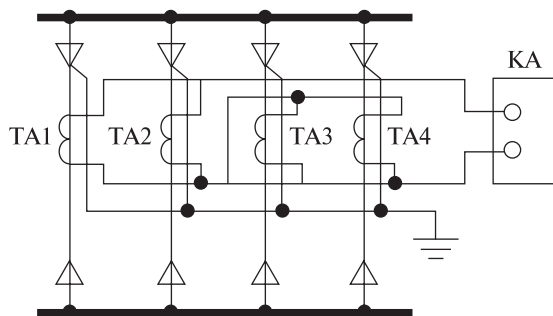


Рис. 7.10. Примеры соединения трансформаторов тока типа ТЗЛ и ТЗЛМ для подключения устройств типа УСЗ-2/2, УСЗ-3м и ЗЗП-1м (при четырех кабелях в линии)

тельность в сочетании с устройством УСЗ-3м. Если требуется обеспечить минимальный ток срабатывания защиты, предусматривают направленную токовую защиту нулевой последовательности ЗЗП-1м, обеспечивающую I ступень срабатывания, а II ступень — защиту максимального напряжения нулевой последовательности (реле РН-50 с реле времени). Для сетей, не требующих двухступенчатой защиты, независимо от токовой защиты обязательно применение устройств контроля изоляции.

Первичный ток срабатывания защиты на базе реле РТЗ-51 выбирается по условиям несрабатывания защиты от броска собственного емкостного тока при внешнем перемежающемся ОЗЗ (7.11).

При этом емкостной ток определяется по выражению (7.13) для кабельных линий, а для воздушных

$$I_c = I_{c.вЛ} L, \quad (7.14)$$

где $I_{c.вЛ}$ — удельный емкостной ток линии, Ом/км [7].

Чувствительность защиты

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{c\Sigma\text{min}} - I_c - I_L}{I_{\text{ср.з}}}, \quad (7.15)$$

где $I_{c\Sigma\text{min}}$ — наименьшее значение суммарного емкостного тока замыкания на землю; I_c — собственный емкостной ток поврежденного участка; I_L — значение тока, на который настроен дугогасящий реактор в сети с заземленной нейтралью (в сети с изолированной — $I_L = 0$).

Коэффициент чувствительности должен быть для кабельных линий не менее 1,25, и для воздушных линий — не менее 1,5.

Защита от замыкания на землю при использовании модулей SEPAM выбирается в зависимости от режима заземления нейтрали. Если нейтраль заземлена через резистор на уровне трансформаторов ввода, то отходящие линии снабжаются максимальной токовой защитой от замыкания на землю ANSI 51G с регулируемой уставкой, большей соответствующего емкостного тока, и выдержкой времени ТД.

На вводах А-1 и А-2 (рис. 7.11) используется направленная защита от замыканий на землю (ANSI 67N) с выдержкой времени TR.

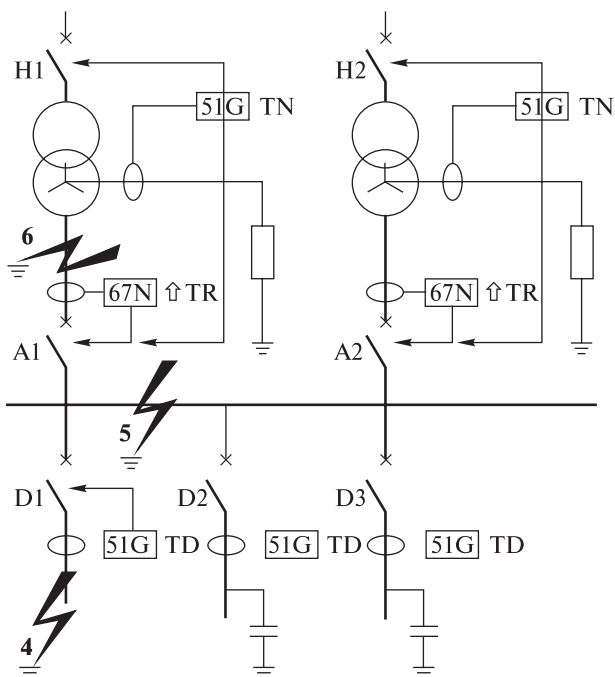


Рис. 7.11. Защита от замыканий на землю в различных СЭС

На заземленной нейтрали устанавливается максимальная токовая защита от замыканий на землю (ANSI 51G) с уставкой тока, большей уставок вводов и отходящих линий с выдержкой времени $TN \geq TD + \Delta T$.

Между различными защитами используется взаимная селективность.

Таким образом, замыкание в т. 4 (рис. 7.11) устраняется защитой D1, замыкание на шинах в т. 5 — защитами, установленными на заземленной нейтрали и отключаемое выключателями A1, A2, H1 и H2. Замыкание на вводе (т. 6) определяется направленной защитой от замыканий на землю по A1, отключающая в момент TR и обеспечивающая дальнейшую работу неповрежденного участка. При этом к месту повреждения (т. 6) подается ток до момента TN, когда защита на заземлении соответствующего трансформатора дает команду на отключение выключателя H1.

Если нейтраль на уровне сборных шин заземлена через активное сопротивление с помощью генератора нулевой последовательности, то вводы, отходящие линии и генератор постоянного тока снабжаются максимальной токовой защитой от замыканий на землю с использованием временной селективности между защитами.

Вариант глухозаземленной нейтрали аналогичен заземлению через активное сопротивление, но ток между фазой и землей возрастает и достигает значений межфазного тока.

При изолированной нейтрали работа системы аналогична работе сети с одним вводом (см. 6.6, с. 104).

При компенсированной нейтрали необходимо согласование емкости сети с заземляющей катушкой, а защиты соответствуют защите сети с одним вводом (см. 6.6).

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. От чего зависит величина тока нулевой последовательности?
2. Что является источником напряжения нулевой последовательности?
3. Как выбирается уставка защиты от ОЗЗ?
4. Какие сети с большими и малыми точками замыкания на землю?
5. Принцип работы токовой защиты нулевой последовательности.
6. Определение зоны действия отсечек нулевой последовательности.
7. Характеристика защиты от ОЗЗ в сетях с малыми токами замыкания на землю.
8. Как выглядит векторная диаграмма напряжений при ОЗЗ в сети с изолированной нейтралью?
9. Защита силовых трансформаторов от ОЗЗ.
10. Защита электродвигателей от ОЗЗ.
11. Защита линий от ОЗЗ.
12. Защита конденсаторных установок от многофазных КЗ и примеры применения защитных модулей SEPAM?
13. Каковы виды повреждений электродвигателей?
14. Виды защиты от нарушения питания ЭД.
15. Защита при реакторном пуске ЭД.
16. Защиты от внутренних повреждений ЭД.
17. Как выполняется защита воздушных и кабельных линий?
18. Какие защиты предусматриваются на кольцевых линиях?
19. Защита сетей с двумя вводами?
20. Защита сетей с одним вводом?
21. Какие защиты рекомендуются для защиты линий?
22. Как осуществляется защита сборных шин?
23. Какие модули SEPAM применяются для защиты элементов СЭС?
24. Защита трансформаторов от внешних КЗ.

25. Какая защита рекомендуется для параллельных линий, ее характеристика?
26. Принцип действия продольной дифференциальной защиты (ДЗ)?
27. Как отстраивается уставка продольной ДЗ?
28. Как отстроиться от возможных токов небаланса?

ТЕМЫ РЕФЕРАТОВ

1. Отличие цифровых модулей SEPAM 2000 от модулей SEPAM 1000+.
2. Характеристика и схемы подключения модулей SEPAM для защиты силовых трансформаторов.
3. Характеристика и схемы защит от ОЗЗ.

ГЛАВА 8

ПРОЧИЕ ВИДЫ ЗАЩИТ

8.1. ДИСТАНЦИОННАЯ ЗАЩИТА ЛИНИЙ

Для сетей с несколькими источниками питания и сложной разветвленной структурой максимальные токовые и максимальные направленные защиты не обеспечивают достаточного быстродействия и селективности. Поэтому в сетях напряжением 35 кВ и выше применяется дистанционная защита. В отдельных случаях она используется в сетях напряжением 6(10) кВ.

Дистанционной называют защиту, у которой выдержка времени автоматически изменяется в зависимости от удаленности места КЗ от места установки защиты, т.е. при выполнении определенных условий отношение U/I оказывается пропорциональным расстоянию (дистанции) от места КЗ до места установки защиты. Наименьшую выдержку времени имеет защита у места повреждения, благодаря чему повышается селективность действия защиты.

На рис. 8.1 приведена схема сети и характеристики выдержки времени дистанционных защит. При КЗ в т. K_1 сработает защита 2ДЗ, имеющая меньшую выдержку времени, хотя в действие приходят защиты 1ДЗ и 2ДЗ.

Основным элементом защиты, реагирующим на отношение U/I является реле сопротивления (реле полного сопротивления). Дистанционные защиты выполняются так, чтобы их выдержка времени зависела от сопротивления. Зависимость выдержки времени дистанционной защиты от сопротивления (расстояния) до места КЗ называется характеристикой времени срабатывания защиты. Широкое распространение получили защиты со ступенчатой характеристикой.

В качестве примера на рис. 8.2 представлена следующая схема защиты. Пусковой орган Т (КА) в виде максимального реле (реле

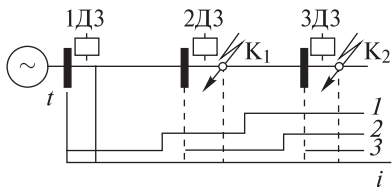


Рис. 8.1. Принцип действия дистанционной защиты в радиальной сети

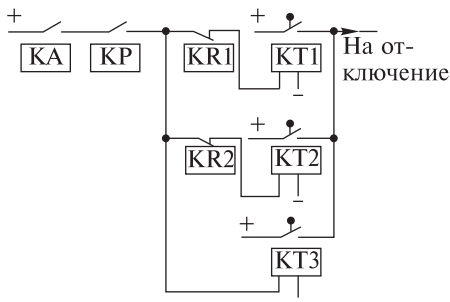


Рис. 8.2. Структурная схема дистанционной защиты с трехступенчатой характеристикой

сопротивления) осуществляет пуск защиты при возникновении КЗ и образует последнюю ступень защиты. Орган направления мощности М (КР) предотвращает срабатывание защиты при направлении мощности к шинам подстанции и применяется тогда, когда реле сопротивления не обладают направленностью действия.

Дистанционные органы KR1 и KR2 оценивают сопротивление (дистанцию) до места КЗ по величине сопротивления петли короткого замыкания. Сопротивления срабатывания этих органов должны находиться в соотношении $Z_{\text{ср.пс}}^I < Z_{\text{ср.пс}}^{II}$. Органы выдержки времени КТ1–КТ3 (реле времени) совместно с KR1 и KR2 формируют трехступенчатую характеристику. Сопротивления срабатывания дистанционных органов соответствуют длинам защищаемых участков.

Для упрощения схем дистанционной защиты в одном органе объединяются три элемента: пусковой, мощности и сопротивления. Первая ступень дистанционной защиты защищает 0,85 длины всей линии, вторая — остальную часть линии и шины противоположной подстанции, а третья — резервная ступень для линий, отходящих от шин противоположной подстанции.

В сложных замкнутых сетях (при параллельном соединении, со многими источниками питания) на участках линий или кабелей используется дистанционная защита ANSI 21, отличающаяся быстродействием и селективностью. Чувствительность защиты зависит от мощности КЗ и нагрузки, однако применение ее затруднено в случае неоднородности линии (ВЛ+КЛ).

Порядок работы защиты выражается в определении полного сопротивления линии от источника питания до возможных точек КЗ, т.е. соответствующего участкам линии различной длины (рис. 8.3, *а*), и отключении по зонам с выдержкой времени.

В качестве примера приведено определение возможного отключения участка АВ для защиты А (рис. 8.3, *б*). В координатах (X , R — параметры дистанционной защиты) строятся круги полного сопротивления с указанием зон, с характерной для каждой из них выдержкой времени. Зона 1 указывает круг полного сопротивления до 80% длины линии, внутри которой действует мгновенная защита. Зона 2 характеризует часть круга (корона) полного сопротивления от 80 до 100% длины линии, в которой защита срабатывает с выдержкой времени до 200 мс. Круг полного сопротивления до 120% длины линии (зона 3), за пределами которого действует функция длительного аварийного отключения с выдержкой времени защиты В за участком АВ. Зона со стороны потребителя охватывает круг полного сопротивления до 120% для обеспечения резервной защиты у потребителя.

8.2. ВЫСОКОЧАСТОТНАЯ ЗАЩИТА

Для защиты линий средней и большой протяженности используются быстродействующие высокочастотные защиты, применяемые в тех случаях, когда по условиям устойчивости требуется быстрое отключение линии с двух сторон при КЗ в любой точке.

Высокочастотные защиты состоят из двух комплектов, расположенных на концах защищаемой линии. Каждый из комплектов содержит релейную часть, реагирующую на направление мощности КЗ, и высокочастотную, генерирующую и принимающую токи высокой частоты. Особенность этих защит состоит в том, что связь между комплектами осуществляется посредством токов высокой частоты, передаваемых по проводам защищаемой линии. По принципу своего действия они не реагируют на внешние КЗ и поэтому не имеют выдержки времени.

Здесь нашла применение защита двух видов: направленная с высокочастотной блокировкой, основанная на сравнении

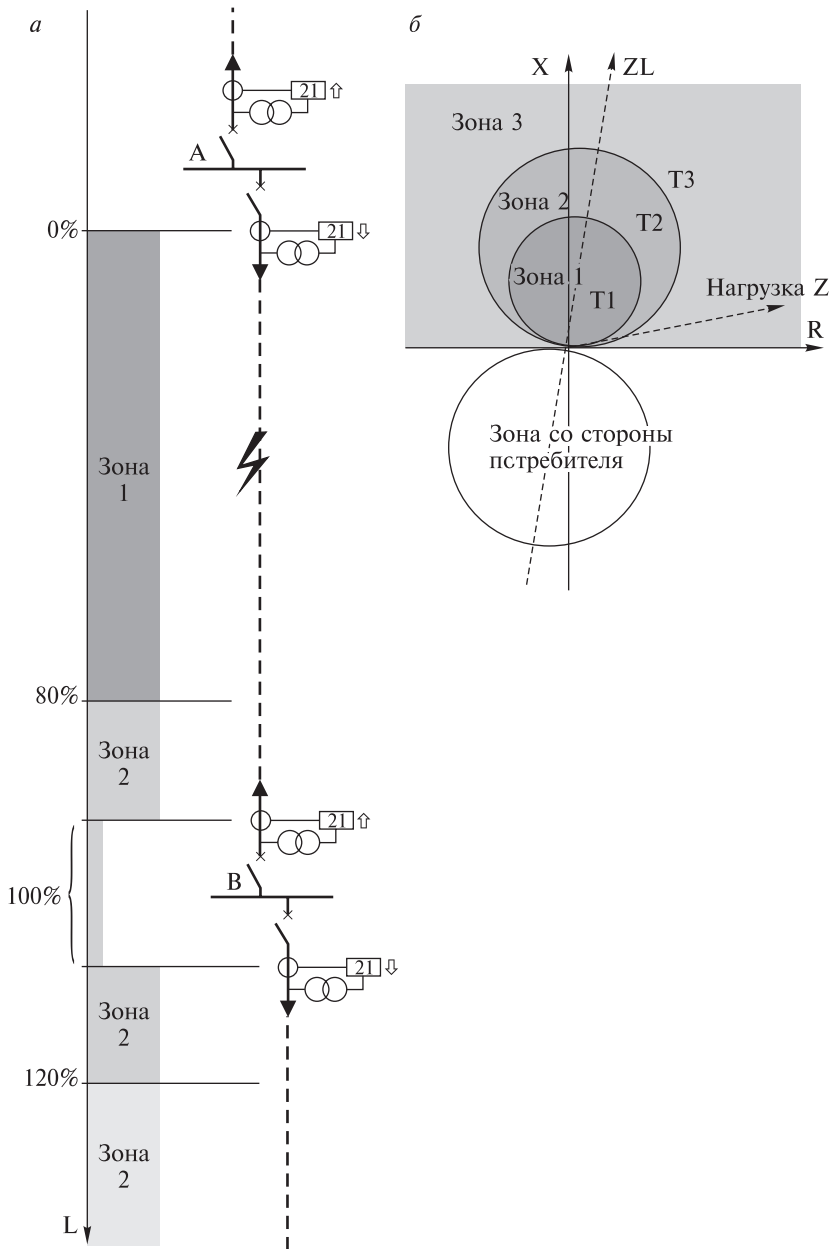


Рис. 8.3. Схема дистанционной защиты (а) и зоны защиты защищаемой линии (б)

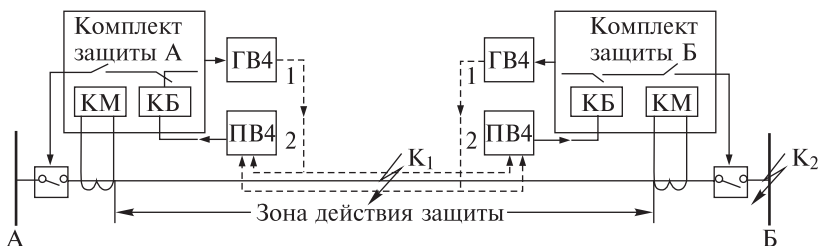


Рис. 8.4. Принцип действия направленной защиты с высокочастотной блокировкой

направления мощности КЗ по концам защищаемой линии и дифференциально-фазная, основанная на сравнении фаз токов по концам линии.

Особенности защиты отражены на структурной схеме рис. 8.4. При КЗ на защищаемой линии (т. K_1) мощности КЗ направлены на обоих концах поврежденного участка АБ от шин в линию. В случае внешнего КЗ (т. K_2) направления мощностей по концам участков будут различными: на ближайшем к месту повреждения конце линии мощность отрицательна к шинам, а на удаленном конце направлена от шин в линию. Сравнивая направление мощности, можно определить место КЗ. Такое сравнение осуществляется реле мощности КМ, которые устанавливаются на обоих концах линии.

При КЗ на защищаемой линии блокирующий сигнал высокой частоты отсутствует, так как реле мощности, срабатывая, не позволяет действовать передатчикам сигналов высокой частоты. В этом случае контакты блокировочных реле КБ замкнуты, разрешая реле мощности работать на отключение. Блокирующий ток высокой частоты появляется только при внешних КЗ, обеспечивая селективную работу защиты. Зона защиты ограничивается трансформаторами тока, питающими реле мощности. Блокирующий ток посылается генераторами, а принимается приемниками высокой частоты.

8.3. ГАЗОВАЯ ЗАЩИТА

Газовая защита устанавливается на трансформаторах, автотрансформаторах, преобразовательных агрегатах и реакторах с масляным охлаждением, имеющих расширители. Применение

такой защиты является обязательным для трансформаторов мощностью 6300 кВ·А и более, а также для трансформаторов мощностью 1000–4000 кВ·А, не имеющих дифференциальной защиты или отсечки. Для внутрицеховых трансформаторов мощностью 630 кВ·А и выше она обязательна независимо от наличия других быстродействующих защит.

Газовая защита получила широкое применение в качестве чувствительной при возникновении внутренних повреждений (межвитковых замыканиях), сопровождаемых электрической дугой или нагревом деталей, что приводит к разложению масла, изоляционных материалов и образованию летучих газов.

Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы при медленном газообразовании подавался предупредительный сигнал, а при бурном газовыделении, происходящем при КЗ, — сигнал на отключение трансформатора. Помимо этого, газовая защита реагирует на понижение уровня масла в баке трансформатора.

Опасным внутренним повреждением является «пожар стали» магнитопровода, возникающий при нарушении изоляции между листами стали сердечника, что ведет к увеличению потерь на гистерезис и вихревые токи.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле. Широкое распространение получили реле типа ПГ-22 и РГЧЗ-66. Пример газовой защиты трансформатора приведен на рис. 6.13 (контакты газового реле KSG1 и KSG2).

Типовыми схемами защиты трансформаторов предусматривается в соответствии с требованиями ПУЭ возможность перевода действия отключающего контакта газового реле (кроме отсека РПН) на сигнал и выполнения раздельной сигнализации от сигнального и отключающего контактов. Газовое реле отсека РПН работает только на отключение.

8.4. ЗАЩИТА ОТ ПЕРЕГРУЗКИ

Аномальный режим работы в виде перегрузки особенно характерен для трансформаторов (автотрансформаторов и электродвигателей).

Перегрузка трансформаторов не влияет на работу системы в целом, так как не сопровождается снижением напряжения. Сверхтоки перегрузки относительно невелики и их протекание допустимо в течение некоторого времени, достаточного для разгрузки. Так, согласно нормам, перегрузку в $1,6 I_{\text{ном.т}}$ можно допускать в течение 45 мин.

Перегрузка трансформаторов обычно бывает симметричной. Поэтому защита от перегрузки выполняется с помощью максимальной токовой защиты, включенной на ток одной фазы. Защита действует с выдержкой на сигнал на обслуживаемых подстанциях, а при отсутствии обслуживающего персонала — на разгрузку или отключение.

Защита от перегрузки выполняется одним реле тока, включенным в цепь ТТ защиты от внешних КЗ (рис. 8.5, а). Для отстройки от кратковременных перегрузок и коротких замыканий предусмотрено реле времени, рассчитанное на длительное прохождение тока в его обмотках. Выдержка времени принимается на ступень селективности больше, чем время срабатывания защиты от внешних КЗ.

На трехобмоточных трансформаторах с одним источником питания защита от перегрузки устанавливается только со стороны питания. Если мощности обмоток разные, то дополнительно

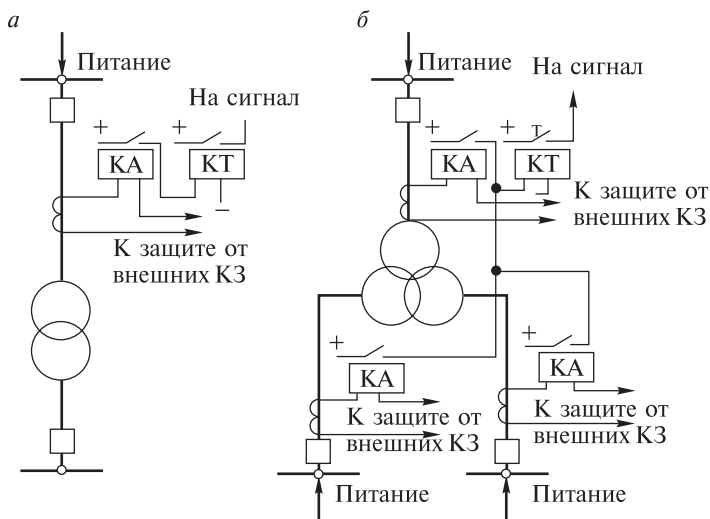


Рис. 8.5. Схемы токовой защиты от перегрузки

защита устанавливается со стороны питаемой обмотки меньшей мощности. При передаче мощности по трем направлениям защита устанавливается со всех сторон (рис. 8.5, б).

Защита от перегрузки устанавливается на трансформаторах номинальной мощностью 400 кВ·А и более, подверженных перегрузкам. Для трансформаторов с расщепленными обмотками напряжением 6(10) кВ уставка защиты обязательна на каждой части расщепленной обмотки.

Время срабатывания защиты должно быть примерно на 30% больше продолжительности пуска или самозапуска электродвигателей, получающих питание от защищаемого трансформатора, если это приводит к его перегрузке.

Ток срабатывания защиты от перегрузки

$$I_{\text{ср.з}} = \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{ном.т}}, \quad (8.1)$$

$$I_{\text{ср.р}} = \frac{k_{\text{н}} k_{\text{сх}}}{k_{\text{в}} k_{\text{т}}} I_{\text{ном.т}}, \quad (8.2)$$

где $k_{\text{н}}$ — коэффициент надежности отстройки (1,05); $I_{\text{ном.т}}$ — номинальный ток обмотки трансформатора, где установлена защита.

Защита от перегрузки на электродвигателях устанавливается в случае возможных технологических перегрузок механизмов (мельниц, дробилок, мельничных вентиляторов и др.) или при тяжелых условиях пуска и самозапуска (продолжительность прямого пуска от сети не менее 20 с).

Защита выполняется с действием на сигнал, если перегрузка может быть ликвидирована в приемлемое время или на автоматическую разгрузку. Действие защиты на отключение применяется, при тяжелых условиях пуска и самозапуска, а также на электродвигателях механизмов, для которых отсутствует своевременная разгрузка без останова или работающих без постоянного дежурного персонала.

В качестве защиты используется максимальная токовая защита с зависимой или независимой от тока характеристикой выдержки времени в однорелейном исполнении. Для асинхронных электродвигателей вспомогательных механизмов, если

время их пуска и самозапуска не превышает 12–13 с, а также с изменяющейся нагрузкой на валу, применяется защита с зависимой от тока выдержкой времени (реле РТ-82). Во всех остальных случаях предусматривается защита с независимой от тока характеристикой выдержки времени (реле РТ-40).

Реле защиты включается либо на ток фазы, если электродвигатель оборудован дифференциальной защитой, либо на разность токов двух фаз — для электродвигателей, защищаемых от многофазных КЗ токовой отсечкой (см. рис. 8.5). Для защиты от перегрузки рекомендуется использовать вторичные обмотки ТТ, не связанные с защитой от многофазных КЗ.

Выдержка времени защиты должна превышать на 20–30% расчетное время пуска электродвигателя. Эта временная уставка уточняется в процессе наладочных работ.

Защита от сверхтоков нагрузки тягопреобразовательных агрегатов с учетом симметричного характера возникающих перегрузок применяется в виде максимальной токовой защиты в однофазном однорелейном исполнении.

Ток срабатывания защиты определяется по формуле (8.2), однако за $I_{\text{ном}}$ принимают наименьшее из двух значений номинальных токов ТП и полупроводникового преобразовательного агрегата (ТПА), приведенное к стороне ВН ТПА. Переход от тока I_d на стороне выпрямленного напряжения к токам I_1 на стороне ВН ТПА производится по выражению

$$I_1 = \frac{k_i U_{dx}}{k_u U_1} I_d,$$

где k_i и k_u — коэффициенты, характеризующие схему ПА; U_{dx} и U_1 — соответственно выпрямленное напряжение х.х. и фазное напряжение первичной обмотки ТПА; I_d — среднее значение выпрямленного тока нагрузки.

Для отдельных элементов СЭС защита от перегрузки с использованием модулей SEPAM изложено в 6.6, 6.7, 6.8.

8.5. ЗАЩИТА СИНХРОННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ОТ АСИНХРОННОГО РЕЖИМА

На промышленных и горных предприятиях широко применяются мощные синхронные электродвигатели, имеющие, как

и асинхронные, защиту от КЗ, от замыканий на землю и от перегрузок. Уставки этих защит выбираются аналогично уставкам защит асинхронных машин.

Однако при выходе синхронного электродвигателя из синхронизма в нем возникают большие токи, которые обуславливают воздействие больших моментов переменного знака, что может привести к повреждению синхронного электродвигателя. Поэтому он снабжается специальной защитой, отключающей его при выходе из синхронизма. Такая защита действует на отключение выключателя с выдержкой времени и автомат гашения поля (АГП).

Для СД со спокойной нагрузкой на валу независимо от других видов защит от асинхронного режима, которые входят в состав возбудительных устройств, предусматривается защита от увеличения тока статора и снижения тока возбуждения. Защита по току статора представляет собой двухступенчатую максимальную токовую защиту в однорелейном исполнении от токов перегрузки, возникающих в асинхронном режиме (рис. 8.6). Для раздельного срабатывания защиты на ресинхронизацию и на отключение для первой ступени защиты, действующей

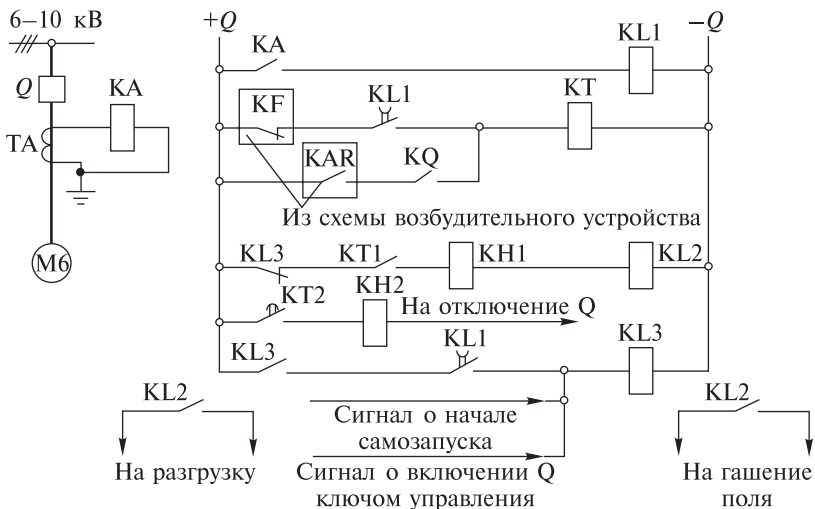


Рис. 8.6. Схема токовой защиты синхронного электродвигателя от асинхронного режима

на ресинхронизацию и на разгрузку, предусмотрено отдельное выходное промежуточное реле KL2.

Так как время действия первой ступени меньше времени пуска или самозапуска, то эта ступень выводится из работы на время действия этих режимов с помощью реле, контролирующего продолжительность пуска и самозапуска. Расчетные уставки защиты такие же, как и у токовой защиты от перегрузки с выдержкой времени первой ступени — 0,5–1 с.

Способы защиты синхронных двигателей от асинхронного режима и выхода из синхронизма на базе модулей SEPAM изложены в 6.8.

8.6. ЗАЩИТА ОТ ПОТЕРИ ПИТАНИЯ И ПОНИЖЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ

При потере питания, кратковременном или длительном снижении напряжения восстановление его может привести к самозапуску или повторному пуску затормозившихся электродвигателей, что недопустимо по конструктивному исполнению, технологическим условиям и требованиям техники безопасности.

Защита от потери питания выполняется групповой, т.е. общей для всех электродвигателей, присоединенных к одной секции шин распределительного устройства. Защита действует на отключение.

В качестве защиты от потери питания используются одно-, двух- или трехступенчатая защита минимального напряжения и др. Такая защита предусматривается в тех случаях, когда суммарная номинальная мощность синхронных электродвигателей в сети не превышает 10% общей мощности одновременно работающих электродвигателей. Число ступеней уставок срабатывания по напряжению и по времени зависит от типа электродвигателей, условий их работы и отношения к самозапуску.

Реле напряжения защиты подключается к шинам вторичных цепей трансформатора напряжения секции распределительного устройства. Для исключения ложного срабатывания защиты

при неисправности цепей трансформатора напряжения и при выкатывании его из шкафа КРУ предусмотрена блокировка, использующая выключательные контакты автоматического выключателя и конечного выключателя, фиксирующего положение выкатной тележки.

На тех подстанциях, где оперативный ток — выпрямленный, защита выполняется с использованием энергии предварительно заряженных конденсаторов (рис. 8.7).

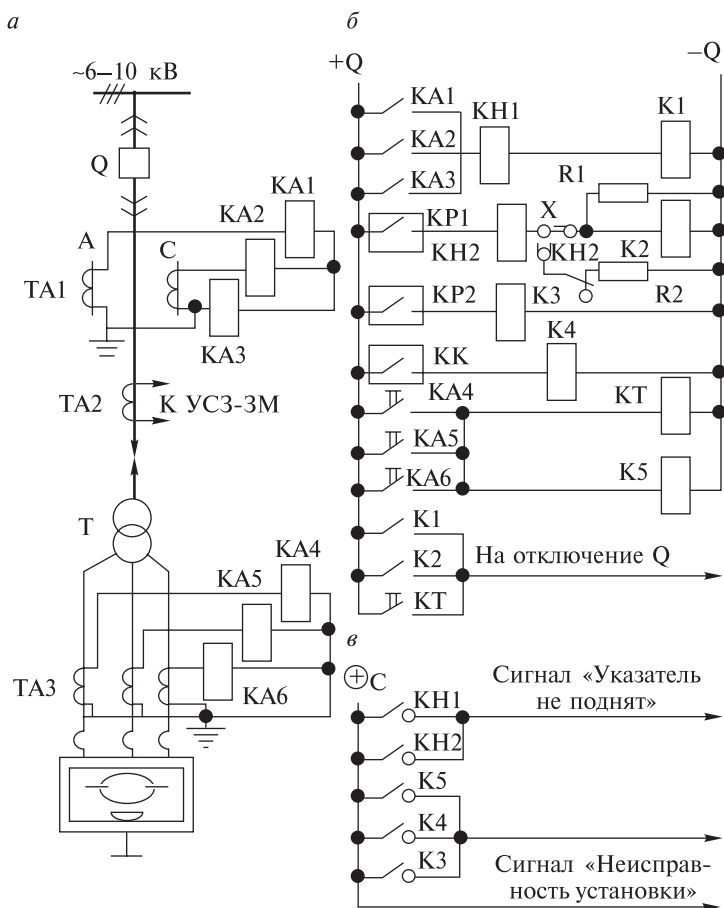


Рис. 8.7. Схемы групповой защиты минимального напряжения с использованием предварительно заряженных конденсаторов:

a — структурная схема; *б* — цепи оперативного управления; *в* — цепи сигнализации

Выдержка времени защиты минимального напряжения неотвественных механизмов должна выбираться из диапазона 0,5–1,5 с, т.е. быть на ступень больше времени действия быстродействующей защиты от многофазных КЗ, а уставка по напряжению — примерно $0,7U_{\text{ном}}$. Выдержка времени 9–10 с с уставкой по напряжению $0,5U_{\text{ном}}$ должна устанавливаться на электродвигателях ответственных механизмов, а также в случаях, когда самозапуск механизмов недопустим по условиям технологического процесса или безопасности.

Напряжение срабатывания ступени защиты, обусловливающее самозапуск ответственных электродвигателей, или ступени, действующей на отключение при длительном отсутствии напряжения, можно вычислить по формуле

$$U_{\text{ср.з}} \leq \frac{U_{\text{самозап}}}{k_{\text{отс}} k_{\text{в}}}, \quad (8.3)$$

где $U_{\text{самозап}}$ — напряжение в месте установки защиты в режиме самозапуска; $k_{\text{отс}}$ — коэффициент отстройки (1,2); $k_{\text{в}}$ — коэффициент возврата реле (1,25).

В сетях, где суммарная установленная мощность СД превышает 10% общей мощности всех одновременно работающих электродвигателей и восстановление питания осуществляется действием автоматического включения резерва (АВР) или автоматического повторного включения (АПВ), применяется защита минимального напряжения и минимальной частоты с блокировкой по направлению мощности.

8.7. САМОЗАПУСК ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

Самозапуск заключается в том, что при восстановлении напряжения после кратковременного его исчезновения электродвигатели включаются самопроизвольно. Это связано со следующими особенностями: одновременно пускается группа электродвигателей; в момент восстановления напряжения все электродвигатели или их часть вращаются с определенной частотой; включение происходит под нагрузкой. Такой пуск группы электродвигателей приводит к дополнительной потере напряжения и, соответственно, уменьшению вращающего момента.

При кратковременном нарушении электроснабжения самозапуск обычно допустим и для механизмов, и для их электродвигателей, так как за время действия релейной защиты остаточное напряжение асинхронных электродвигателей в зависимости от их мощности снижается или падает до нуля.

Однако для быстроходных электродвигателей большой мощности (>2000 кВт), у которых остаточное напряжение снижается медленно, результирующее напряжение при мгновенном его восстановлении достигает $1,7-1,8 U_{\text{ном}}$. В этом случае устройства АПВ или АВР должны иметь выдержку не менее $0,8-1$ с.

Все промышленные механизмы по условию самозапуска можно разделить на две группы: в первой — момент сопротивления зависит от частоты вращения (вентиляторы, дымососы, центробежные насосы), т.е. нелинейно возрастает с ростом частоты вращения; во второй — момент сопротивления не зависит от частоты вращения (дробилки, конвейеры, шаровые мельницы и т.д.).

Если невозможно обеспечить нормальный самозапуск всех электродвигателей, то в первую очередь осуществляют самозапуск электродвигателей ответственных механизмов.

Возможность самозапуска асинхронных электродвигателей сводится к решению двух вопросов: определению достаточности момента вращения при пониженном напряжении и появлению дополнительного нагрева электродвигателя, вызванного затянувшимся временем разгона.

При расчете самозапуска определяют выбег за время нарушения электроснабжения, сопротивление сети и электродвигателя, избыточный момент вращения, время самозапуска и величину дополнительного нагрева. Подробно расчет самозапуска асинхронных и синхронных электродвигателей изложен в [7].

Расчет тока при самозапуске определяется для выбора уставки максимальной токовой защиты трансформатора, от которого питается электродвигатель (рис. 8.8). Для возможности самозапуска определяется остаточное напряжение на выводах электродвигателя.

Расчет тока самозапуска производится в следующей последовательности:

1) определяется суммарное эквивалентное сопротивление остановленных ЭД:

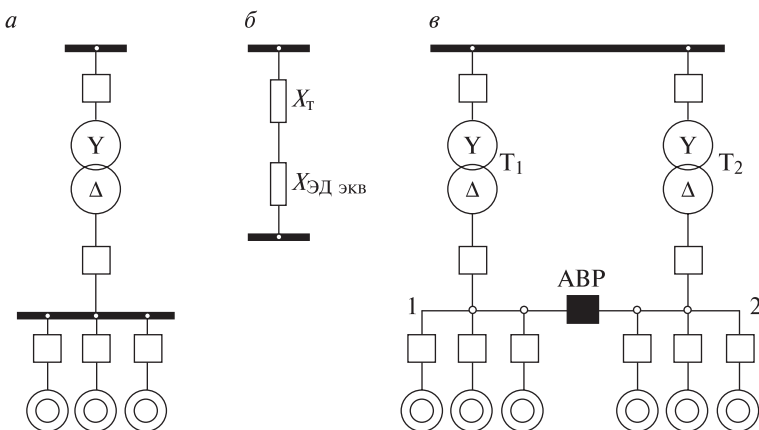


Рис. 8.8. Схема к расчету тока и остаточного напряжения при самозапуске электродвигателей:

a — однотрансформаторного питания электродвигателей; *б* — замещения; *в* — двухтрансформаторного питания электродвигателей с устройством АВР

$$X_{\text{ЭДэкв}} = \frac{U_{\text{ном.ЭД}}}{\sqrt{3} I_{\text{пуск.ном}}}$$

Если на секции, подключенной АВР к источнику питания, имеется осветительная или другая нагрузка, сопротивление которой не изменяется, то вместо $X_{\text{ЭДэкв}}$ вычисляется:

$$X_{\text{сум.экв}} = \frac{U_{\text{ном.ЭД}}}{\sqrt{3} I_{\text{сум}}},$$

где $I_{\text{пуск.ном}}$ — пусковой номинальный ток электродвигателя;

$$I_{\text{сум}} = I_{\text{пуск.сум}} + I_{\text{нагр.сум}},$$

$$I_{\text{пуск.сум}} = I_{\text{пуск1}} + I_{\text{пуск2}} + \dots + I_{\text{пуск.n}} = \sum_1^n I_{\text{пуск.i}}, \quad (8.4)$$

где $I_{\text{пуск.i}}$ — пусковой ток неотключаемого электродвигателя; $I_{\text{нагр.сум}}$ — суммарный ток осветительной или другой нагрузки.

2) рассчитывается сопротивление трансформатора:

$$X_T = u_{\text{к.з}} \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}}, \quad (8.5)$$

где $u_{\text{к.з}}$ — напряжение короткого замыкания трансформатора.

3) определяется суммарное расчетное сопротивление (рис. 8.8, б):

$$X_{\text{сум.расч}} = X_{\text{T}} + X_{\text{ЭДэкв}}; \quad (8.6)$$

4) находится суммарный ток самозапуска

$$I_{\text{сам}} = \frac{U_{\text{п}}}{\sqrt{3} X_{\text{сум.расч}}}, \quad (8.7)$$

где $U_{\text{п}}$ — напряжение на шинах источника питания.

5) определяется ток срабатывания максимальной токовой защиты трансформатора:

$$I_{\text{ср.з}} = \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{сам}}, \quad (8.8)$$

где $k_{\text{н}}$ — коэффициент надежности (1,1–1,2).

6) вычисляется остаточное напряжение на шинах питания электродвигателей

$$X_{\text{остЭД}} = U_{\text{п}} \frac{X_{\text{ЭДэкв}}}{X_{\text{сум.расч}}}. \quad (8.9).$$

После срабатывания АВР секционного выключателя, когда нагрузка секции 1, потерявшей питание, подключается к трансформатору Т2 секции 2 (см. рис. 8.8, в), ток

$$I_{\text{T2}} = I_{\text{сум.1}} + (1-1,2)I_{\text{нагр.2}}, \quad (8.10)$$

где $I_{\text{сум.1}}$ — суммарный ток секции 1, определенный по выражению (8.4); $I_{\text{нагр.2}}$ — суммарный номинальный ток электродвигателей и другой нагрузки секции 2 до включения секционного выключателя.

Определение $X_{\text{сум.расч}}$, $I_{\text{сам}}$, $I_{\text{ср.з}}$ и $U_{\text{ост.ЭД}}$ проводится по выражениям (8.6), (8.7), (8.8), (8.9).

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. В каких случаях применяется дистанционная защита?
2. Принцип построения дистанционной защиты.
3. Каковы особенности высокочастотной защиты?
4. Как выбирается уставка защиты от перегрузки?
5. В чем особенность расчета защиты электродвигателей при самозапуске?
6. Как осуществляется защита синхронных электродвигателей от асинхронного режима?
7. Для чего и каким образом выполняется защита от понижения напряжения?

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Правила* устройства электроустановок (ПУЭ). — М.: Главгосэнергонадзор, 2000.
2. *Каминский Е.А.* Практические приемы чтения схем электроустановок. — М.: Энергоатомиздат, 1988.
3. *Чернобровов Н.В.* Релейная защита. — М.: Энергия, 1974.
4. *Линт Г.Э.* Серийные реле защиты, выполненные на интегральных микросхемах. — М.: Энергоатомиздат, 1990.
5. *Гельфанд Я.С.* Релейная защита распределительных сетей. — М.: Энергоатомиздат, 1987.
6. *Лысенко Е.В.* Функциональные элементы релейных устройств на интегральных микросхемах. — М.: Энергоатомиздат, 1985.
7. *Справочник* по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю.Г. Барыбина, Л.Е. Федорова и др. — М.: Энергоатомиздат, 1990.
8. *Плащанский Л.А.* Основы электроснабжения: Учебное пособие по курсовому и дипломному проектированию. — М.: МГГУ, 2006.
9. *Плащанский Л.А.* Основы электроснабжения. Раздел «Релейная защита электроустановок». — М.: Изд-во МГГУ, 2005.
10. *Техническая* коллекция Schneider Electric. Выпуск 1—12.
11. *Засыпкин А.С.* Релейная защита трансформаторов. — М.: Энергоатомиздат, 1989.
12. *Bertrand P., Gil Garsia F., Gastillo L., Neves I.* Field experience with differential transstorwers relay based on neural network technology, Cived, 2003.
13. *Документация* Schneider Electric по SEPAM серии 20, 40. Выпуск 2006—2011 г.
14. *Документация* Schneider Electric по SEPAM 80 серии. Руководство по измерению, защите, контролю и управлению. Руководство по установке, применение, 2005.
15. *Руководство* по релейной защите.
16. *Андреев В.А.* Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебник для вузов. — М.: Высшая школа, 2007.

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

BPN	— катушка заземления нейтрали
C	— емкость фазы относительно земли
CPI	— устройство постоянной проверки изоляции
D	— выключатель отходящего фидера
Dt	— разность во времени срабатывания двух защит
dT	— допуск выдержки времени
E	— фазное напряжение однофазной эквивалентной схемы
f	— частота сети
FLP	— предельный коэффициент точности
I ₀	— составляющая нулевой последовательности тока
I ₁	— ток фазы 1
I ₂	— ток фазы 2
I ₃	— ток фазы 3
I _b	— симметричный ток короткого замыкания, отключаемый при размыкании первого полюса
I _c	— емкостный ток
I _{cc}	— ток короткого замыкания
I _{ccmax}	— максимальный ток короткого замыкания
I _d	— составляющая прямой последовательности тока
IDC	— убывающая апериодическая составляющая тока короткого замыкания
I _i	— составляющая обратной последовательности тока
I _k	— установившийся ток короткого замыкания
I'' _k	— начальный симметричный ток короткого замыкания
I _{k1}	— установившийся ток короткого замыкания на землю
I _{k2}	— ток двухфазного короткого замыкания
I _{k3}	— ток трехфазного короткого замыкания
ILN	— ток, циркулирующий в реактивном сопротивлении заземления нейтрали
I _m	— намагничивающий ток

In	— пиковое значение тока короткого замыкания
IN	— первичный ток трансформатора тока
InTC	— установленный ток электрического элемента
Ip	— ток, циркулирующий в цепи прямого заземления нейтрали
IpTC	— установленный ток трансформатора
IRN	— ток, циркулирующий в сопротивлении заземления нейтрали
Irsd	— ток нулевой последовательности
Is	— пороговое значение уставки тока
Isat	— ток насыщения трансформатора тока
IsTC	— вторичный ток трансформатора тока
Ith	— максимальный допустимый ток за 1 с
LN	— реактивное сопротивление заземления нейтрали
LPCT	— маломощный трансформатор тока
LT	— выдержка времени защиты блокировки ротора
m	— запас прочности
MALT	— заземление
Ph1	— фаза 1
Ph2	— фаза 2
Ph3	— фаза 3
R	— сопротивление
RN	— сопротивление заземления нейтрали
Rs	— стабилизирующее сопротивление дифференциальной схемы
RTC	— сопротивление обмотки трансформатора тока
Scс	— мощность короткого замыкания
S _{ном}	— номинальное скольжение
ST	— время нормального пуска электродвигателя
T	— выдержка времени отключения
TC	— трансформатор тока
Td	— время отключения
THD	— коэффициент искажения гармоник
Tmin	— время отключения выключателя (минимальная выдержка времени отключения 1-го полюса)
tr	— время возврата защит
U	— линейное напряжение

U_n	— номинальное (линейное) напряжение
U_s	— пороговое (линейное) напряжение
V	— фазное напряжение
V_0	— составляющая нулевой последовательности напряжения
V_1	— фазное напряжение фазы 1
V_2	— фазное напряжение фазы 2
V_3	— фазное напряжение фазы 3
V_d	— составляющая прямой последовательности напряжения
V_i	— составляющая обратной последовательности напряжения
V_k	— напряжение точки перегиба
V_n	— номинальное (фазное) напряжение
V_{rzd}	— напряжение нулевой последовательности
V_s	— пороговое (фазное) напряжение
X	— реактивное сопротивление
X_d	— синхронное реактивное сопротивление
$X'd$	— переходное реактивное сопротивление
$X''d$	— сверхпереходное реактивное сопротивление
Z_0	— полное сопротивление нулевой последовательности
Z_a	— эквивалентное полное сопротивление
Z_{cc}	— полное сопротивление короткого замыкания
Z_d	— полное сопротивление прямой последовательности
Z_i	— полное сопротивление обратной последовательности
Z_n	— номинальное полное сопротивление (трансформатор, конденсатор, двигатель, генератор)
Z_N	— полное сопротивление заземления нейтрали

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	5
ГЛАВА 1. Общие сведения о релейной защите	7
ГЛАВА 2. Требования, предъявляемые к релейной защите	21
ГЛАВА 3. Элементы защиты, источники оперативного тока в цепях релейной защиты	42
3.1. Элементы защиты	42
3.2. Источники оперативного тока в цепях релейной защиты	62
ГЛАВА 4. Устройства SEPAM различных серий	90
4.1. Общие сведения	90
4.2. Функции защиты	92
4.3. Характерные схемы подключения базовых устройств	116
ГЛАВА 5. Защита от внешних коротких замыканий в электроустановках напряжением выше 1 кВ	124
5.1. Общие сведения	124
5.2. Схемы максимальной токовой защиты	126
5.3. Выбор параметров максимальной токовой защиты	132
5.4. Токовая отсечка	138
5.5. Токовая направленная защита	142
ГЛАВА 6. Защита от многофазных замыканий в электроустановках напряжением выше 1 кВ	146
6.1. Общие сведения	146
6.2. Продольная дифференциальная защита	146
6.3. Поперечная дифференциальная защита	151
6.4. Защита силовых трансформаторов	156
6.5. Защита сборных шин	185
6.6. Защита сетей	190
6.7. Защита КРУ напряжением 6–35 кВ	208
6.8. Защита электродвигателей	208
6.9. Защита конденсаторных установок напряжением 6(10) кВ	219
6.10. Защита фильтров высших гармоник 10–35 кВ	223
6.11. Защита трансформаторов полупроводниковых преобразовательных агрегатов 6–35 кВ	226
	269

ГЛАВА 7. Защита от однофазных замыканий	
в электроустановках напряжением выше 1 кВ	229
7.1. Общие сведения	229
7.2. Максимальная токовая защита нулевой последовательности в сетях с большими токами замыкания на землю.	231
7.3. Защита от замыканий на землю в сетях с малыми токами замыкания на землю.	236
7.4. Защита электроустановок от однофазных замыканий на землю.	240
ГЛАВА 8. Прочие виды защит.	249
8.1. Дистанционная защита линий	249
8.2. Высокочастотная защита	251
8.3. Газовая защита	253
8.4. Защита от перегрузки	254
8.5. Защита синхронных двигателей от асинхронного режима	257
8.6. Защита от потери питания и понижения напряжения	259
8.7. Самозапуск электродвигателей	261
Список литературы	265
Условные обозначения	266

Леонид Александрович **Плашанский**

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ГОРНОГО ПРОИЗВОДСТВА

РАЗДЕЛ «РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА»

*Режим выпуска «литерный»
Выпущено в авторской редакции*

Компьютерная верстка
и подготовка оригинал-макета *О.А. Пелипенко*
Дизайн серии *Е.Б. Капралова*
Зав. производством *Н.Д. Урбушкина*

Подписано в печать 04.12.2012. Формат 60 90/16.
Бумага офсетная № 1. Гарнитура «Times». Печать
офсетная. Усл. печ. л. 17. Тираж 3000 экз.
Изд. № 2582

ИЗДАТЕЛЬСТВО «ГОРНАЯ КНИГА»

Отпечатано в ООО «АЛЬТАИР» (Орехово-Зуевская типография)
142100 М.О., г. Подольск, Революционный пр-т. 80/42



119049 Москва, Ленинский проспект, 6,
издательство «Горная книга»;
тел. (499) 230-27-80; факс (495) 956-90-40;
тел./факс (495) 737-32-65
info@gornaya-kniga.ru
www.gornaya-kniga.ru



К ♦ Н ♦ И ♦ Г ♦ И

**ИЗДАТЕЛЬСТВА МОСКОВСКОГО
ГОСУДАРСТВЕННОГО ГОРНОГО
УНИВЕРСИТЕТА
И ИЗДАТЕЛЬСТВА «ГОРНАЯ КНИГА»**

можно приобрести

- ◆ в киоске Издательства «Горная книга»
(м. Октябрьская-кольцевая, Ленинский просп.,
д. 6, главный корпус, 2-й этаж);

заказать

- ◆ через систему «Книга—почтой»; заказы в произ-
вольной форме направляйте:

по адресу: **119049 Москва, Ленинский
проспект, 6, Издательство «Горная книга»;**

по телефонам: **(499) 230-27-80,
(495) 737-32-65;**

по факсам: **(495) 956-90-40,
(495) 737-32-65;**

по e-mail: **info@gornaya-kniga.ru**

**Распространение книг осуществляет
издательство «Горная книга»**

**Подробная информация размещена
на сайте www.gornaya-kniga.ru**