



Редакция от 08 мая 2013 г.

ЗАО «РАДИУС Автоматика»

Выбор уставок срабатывания микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики серии «Сириус» для распределительных сетей 6-35 кВ

Ю.А. Барабанов

Введение

Современные решения в области выполнения релейной защиты и автоматики (РЗ и А) электротехнических объектов, в том числе и рассматриваемых ниже распределительных сетей напряжением 6-35 кВ, основываются на широком применении микропроцессорных терминалов, реализующих функции РЗ и А. Как отечественные разработчики, так и представленные на Российском рынке зарубежные фирмы, выпускают разнообразный комплекс терминалов, способных в полной мере выполнить требуемый для защищаемого объекта объем функции.

Алгоритмы микропроцессорных защит, в целом, обеспечивают более высокие технические показатели, чем защиты аналогового исполнения. Вместе с тем, статистика работы микропроцессорных терминалов не намного превышает, а иногда и уступает статистике работы традиционных аналоговых устройств РЗ и А. Это обусловлено, не в последнюю очередь, недостаточно эффективными решениями, заложенными при проектировании систем РЗ и А на базе микропроцессорных терминалов, ошибками при расчете параметров срабатывания, неполноценной настройкой, конфигурированием терминалов. Отсутствие адекватной методики проектирования становится сдерживающим фактором более широкого внедрения современных устройств РЗ и А, несмотря на их повышенные функциональные возможности и улучшенные технические показатели.

При проектировании системы РЗ и А решаются две центральные задачи:

- **разработка структуры комплекса РЗ и А защищаемого объекта;**
- **расчет параметров срабатывания устройств РЗ и А и формирование параметров конфигурирования терминала.**

Разработка структуры комплекса РЗ и А нацелена на решение следующих задач: определяется *состав терминалов*, устанавливаются выполняемые каждым терминалом *функции*, устанавливается *взаимодействие терминалов* как в выходных цепях на уровне подачи сигналов на исполнительные органы, так и на уровне обмена дискретными сигналами между терминалами комплекса

Состав терминалов применительно к сетям 6 ÷ 35 кВ определяется достаточно просто. Возможности современной аппаратной базы, т.н. «платформы» микропроцессорных терминалов, позволяют совместить в терминале значительное число функций РЗ и А. Защиты сетей 6-35 кВ не отличаются повышенной сложностью, характерной для сетей более высокого класса напряжения, что позволяет в одном терминале реализовать полный набор функции релейной защиты и автоматики отдельного элемента сети. Таким образом, структура комплекса РЗ и А многоэлементного объекта в части аппаратной реализации достаточно тривиальна: один терминал выполняет полный набор функций РЗ и А одного защищаемого элемента.

Заданный директивными материалами [1] для каждого защищаемого элемента сети обязательный *состав функций РЗ и А*, содержится в списке стандартных функций терминала и в этой части проблем не возникает. Вместе с тем, список функций современных терминалов существенно расширен по отношению к минимально заданному [1], в связи с чем должен решаться вопрос об активизации, вводе тех или иных дополнительных функций в каждом конкретном случае. Часто такие вопросы решаются на стадии расчета параметров срабатывания устройств РЗ и А.

Взаимодействие терминалов может предусматриваться на уровне обмена дискретными сигналами о состоянии пусковых и измерительных органов защит, входящих в состав смежных терминалов. Такое взаимодействие обычно предусматривается в алгоритмах защит сетей более высокого уровня напряжения, начиная от 110 кВ и выше. В сетях $6 \div 35$ кВ, когда для защиты одного присоединения используется один терминал, такое взаимодействие отсутствует. Другой вариант взаимодействия терминалов может предусматриваться в выходных цепях защит и, как правило, обеспечивает параллельную выдачу сигналов от двух и более терминалов на исполнительные органы при организации ближнего резервирования в случае необходимости повышения надежности функционирования релейной защиты. Требования по надежности функционирования защиты сетей $6 \div 35$ кВ заметно ниже, чем для сетей более высокого уровня напряжения [2, 3]. В связи с этим, в подавляющем большинстве случаев в указанных сетях достаточно ограничиться дальним резервированием, когда отказ срабатывания защиты или отключения выключателя поврежденного присоединения резервируется смежной защитой, установленной на присоединении, расположенном ближе к источнику питания. Исключения могут составлять сети собственных нужд ответственных объектов, например, атомных станций, которые далее не рассматриваются.

Таким образом, для сетей $6 \div 35$ кВ выбор структуры системы РЗ и А не является актуальной задачей, в учебном пособии эти вопросы не рассматриваются. Вместе с тем, на перспективу следует отметить, что в последнее время активно обсуждаются вопросы разработки и внедрения т.н. «активно-адаптивных сетей» (за рубежом их называют Smart Grid – умные сети) и использования стандарта МЭК 61850 для построения «цифровой подстанции» [например, 4, 5]. Качественной особенностью релейной защиты и автоматики при таком подходе является объединение функций РЗ и А всего объекта (станции, подстанции, фрагмента сети) в едином программно-аппаратном комплексе с распределением функций, возможно нефиксированным, между элементами комплекса. В этом случае отмеченные выше простейшие структуры системы РЗ и А объекта заменяются на более сложные структуры. Задачей проектировщика системы РЗ и А не является разработка структуры таких комплексов, ее должны решать специалисты соответствующего профиля. Со стороны проектировщика достаточно ограничиться требованиями к техническим параметрам комплекса, а разработчики терминалов РЗ и А должны обеспечить выпуск аппаратуры, встраиваемой в комплекс по условиям предъявленных стандартов.

Одним из определяющих факторов, учитываемых при выборе структуры комплекса, является обеспечение требуемых показателей надежности функционирования системы РЗ и А. Вопросы обеспечения надежности возникают в настоящий момент при проектировании микропроцессорных систем РЗ и А для объектов напряжения 110 кВ и выше, а в перспективе возникнут и применительно к сетям $6 \div 35$ кВ при реализации концепции «активно-адаптивных сетей». Выбор структуры комплекса устройств РЗ и А должен сопровождаться расчетами показателей надежности функционирования защиты и автоматики. Такие расчеты базируются на исходных данных о повреждаемости элементов защищаемой сети: параметры потоков внутренних и внешних коротких замыканий, а также показателей аппаратной надежности отдельных элементов комплекса: наработка на отказ отдельных терминалов и внешних устройств (трансформаторы тока и напряжения, исполнительные органы). Частота или параметры потоков внутренних и внешних коротких замыканий зависят от схемы защищаемого объекта и состава оборудования. Например, разветвленная внешняя по отношению к защищаемому элементу сеть обусловит более частые внешние КЗ, что должно учитываться принятием дополнительных мер по исключению излишних срабатываний защиты при разработке структуры комплекса РЗ и А. Поэтому, неизменную, типовую структуру для любых вариантов защищаемого объекта установить не удастся. Типовые варианты структур, характерные для аналоговой техники РЗ и А, ушли в прошлое.

Расчет параметров срабатывания является традиционной задачей, решаемой как для аналоговых, так и микропроцессорных исполнений устройств. Основные принципы алгоритмов принятия решения о срабатывании или несрабатывании защит в микропроцессорных и аналоговых реализациях совпадают, в связи с чем, часто можно встретить

утверждение о сохранении методики расчета защит, применявшейся для аналоговых исполнений. Такое утверждение нельзя считать в полной мере обоснованным.

Наиболее просто решается вопрос учета в расчетах защит погрешностей технической реализации пусковых и измерительных органов, представленных в аналоговых защитах отдельными измерительными реле - реле тока, реле напряжения и т.п. и устройствами предварительной обработки информации – фильтры симметричных составляющих, частотные фильтры и т.д. В микропроцессорных защитах взамен указанных элементов используются модули программного обеспечения, реализующие соответствующие функции по расчетным соотношениям, что приводит к заметно меньшим погрешностям. Соответственно, учитывающие погрешности при расчетах защит, коэффициенты отстройки и степень селективности по времени задаются меньшими значениями. Коэффициенты возврата реле в микропроцессорных защитах более приближены к единице. Значения необходимых для расчета коэффициентов задаются в технической документации фирм, выпускающих терминалы.

Более сложные проблемы расчета защит возникают при учете заложенных в программное обеспечение терминала алгоритмов функционирования пусковых и измерительных органов, а также учете, а иногда и доступной проектировщику разработке логической части защит.

Микропроцессорная реализация функций релейной защиты и автоматики снимает или, по крайней мере, значительно ослабляет проблемы, связанные технической реализацией сложных алгоритмов функционирования пусковых и измерительных органов, традиционно выполнявшихся отдельными реле. Алгоритмы представляются аналитическими соотношениями в форме, предназначенной для их дальнейшего исполнения в виде программных модулей. Современные средства программирования и отладки программного обеспечения позволяют без чрезмерных трудозатрат разработать соответствующие программные модули за относительно небольшое время. Основные усилия разработчиков переместились от разработки схемных реализаций отдельных реле и выполненных на их основе устройств РЗ и А к поиску более совершенных математических моделей, описывающих процессы, происходящие в электрической сети при аварийных ситуациях, и разработке на их основе методов распознавания аварийных ситуаций, которые и закладываются в алгоритмы.

Работы в указанном направлении привели к существенной модификации известных или появлению новых алгоритмов пусковых и измерительных органов, обладающих улучшенными техническими характеристиками. Вместе с тем, вносимые модификации приводят к изменению, и часто достаточно существенному, методики расчета параметров срабатывания защиты и оценки ее эффективности, традиционно проводимой путем расчета ее коэффициентов чувствительности.

Многие защиты в микропроцессорном исполнении часто имеют существенно расширенный состав по сравнению с традиционным. Например: токовые защиты выполнены с расширенным до четырех числом ступеней, введены возможности выполнения любой ступени направленной, задания различных, в том числе и зависимых характеристик выдержки времени, контроля срабатывания каждой ступени от пускового органа напряжения. Некоторые защиты представлены в многовариантном исполнении. Например, защиты от однофазных замыканий на землю могут контролировать промышленную частоту или высокочастотные составляющие в токе нулевой последовательности и т.п. Такой подход объясняется с одной стороны естественным желанием фирмы-разработчика выполнить универсальный терминал для разных условий применения, с другой – высокой производительностью (быстродействие, объем запоминающих устройств) аппаратной платформы современных терминалов, позволяющей реализовать это желание. Расширение состава традиционных защит создает возможности принятия более эффективных решений, практическая реализация которых опять же требует обновления методики проектирования.

В аналоговых защитах логическая часть защиты задана на схемном уровне жестко фиксированными связями выходов измерительных реле с элементами логической части – промежуточными реле, реле времени, выходными цепями защиты на исполнительные

органы. Незначительная модификация достигалась установкой накладок, перемычек в схемах оперативного тока. Возможности микропроцессорных защит при формировании логической части несоизмеримо расширены. Ввод в алгоритм защиты «программной» накладки при разработке алгоритма фирмой-изготовителем терминала, ее установка или снятие при настройке терминала персоналом фирмы-потребителя практически не требует никаких трудозатрат, в связи с чем число доступных для настройки узлов логической части возросло в десятки, а иногда и в сотни раз. Такое положение является несомненным достоинством микропроцессорных защит, т.к. позволяет адаптировать алгоритмы функционирования устройств РЗ и А под защищаемый объект и получить улучшенные технические показатели. Однако, при проектировании возникает проблема выбора оптимального варианта, в том числе с учетом особенностей схемы защищаемого объекта, режимов его работы и т.д., что требует соответствующей квалификации проектировщика и наличия необходимой информации в инструкциях по проектированию.

Помимо функций РЗ и А терминалы содержат значительное число т.н. «сервисных» функций, не относящихся непосредственно к защите и автоматике, но существенно облегчающих процесс эксплуатации. В основном это осциллографирование электрических величин как предшествующего повреждению нагрузочного режима, так и собственно режима короткого замыкания, регистрация срабатывания отдельных пусковых и измерительных органов и устройств РЗ и А в целом, определение расстояния до точки повреждения на линии электропередачи и т.п. Сервисные функции, наряду с основными функциями РЗ и А, также имеют свои параметры настройки, т.е. формально входят в состав уставок терминала. Процесс ввода в терминал всего набора уставок называется конфигурированием терминала. Полный набор уставок, задаваемых при конфигурировании, весьма широк и должен быть установлен в процессе проектирования комплекса РЗ и А.

Общий вывод из приведенных положений: использование традиционных методик проектирования, представленных в разного рода руководящих материалах и инструкциях для аналоговых защит, имеют ограниченное применение при проектировании микропроцессорных защит. Учитывая большое число фирм, производящих микропроцессорные терминалы, многовариантность алгоритмов даже одной фирмы, тем более алгоритмов разных фирм, не целесообразно ставить задачу разработки общей универсальной методики проектирования однотипных защит. Такая задача могла быть решена только применительно к аналоговым защитам, не обладающим большим разнообразием. Разработку методики проектирования, или, по крайней мере, комментариев к существующей методике, для каждой защиты должны вести фирмы, выпускающие терминалы или соответствующие организации по заданию таких фирм.

Представленные в пособии материалы имеют целью дать общий подход к выполнению комплексов РЗ и А распределительных сетей $6 \div 35$ кВ и расчету уставок защит, выполненных на терминалах серии «Сириус-2» фирмы «РАДИУС Автоматика», получивших заметное распространение в отечественной практике. Методика проектирования систем релейной защиты и автоматики трансформаторных подстанций и линий напряжением $110 \div 220$ кВ, выполненных на терминалах той же фирмы, приведена в [6], а также материалах фирмы, представленных на сайте фирмы [7]. Учитывая ограниченный объем пособия, не ставится задача полного описания терминалов и их алгоритмов, пособие не заменяет руководства по эксплуатации каждого конкретного терминала, выпущенные фирмой-разработчиком.

В *первой главе* дается краткий обзор сетей напряжением $6 \div 35$ кВ, отмечены особенности, существенные при выполнении защиты и автоматики таких сетей. Значительное внимание уделено вопросам расчета электрических величин в режимах работы, учитываемых при проектировании защиты. Особенностью расчета сетей $6 \div 35$ кВ является необходимость учета нагрузочных составляющих токов в режимах короткого замыкания. За счет электрической близости нагрузки к точке повреждения нагрузочная составляющая может заметно влиять на уровень тока короткого замыкания. Расчет тока короткого замыкания без учета нагрузочной составляющей может приводить к заметным погрешно-

стям, результатом которых будет неточно определенный ток срабатывания токовых защит и, как следствие, неселективное их действие.

Вторая глава содержит обзор микропроцессорных терминалов серии «Сириус-2» производства фирмы «РАДИУС Автоматика». Терминалы позволяют реализовать полный комплекс защит и автоматики электротехнического оборудования сетей 6 ÷ 35 кВ. Описаны функции терминалов и приведены алгоритмы, реализующие основные функции. Материалы главы подготовлены на основе технической документации фирмы «РАДИУС Автоматика», с которой автор имеет многолетний опыт активного сотрудничества.

Методика расчета токовых защит от коротких замыканий распределительных сетей 6 ÷ 35 кВ приведена в *главе третьей*. Расчетам токовых защит, в том числе и применительно к сетям рассматриваемого класса, посвящено много работ, методика расчета аналоговых защит подробно описана в литературе. Поэтому основное внимание уделяется особенностям проектирования микропроцессорных защит, выполненных, прежде всего, на терминалах серии «Сириус-2», хотя ряд положений распространяется на общий случай. Значительное внимание уделено записи расчетных условий в аналитической форме, что в ряде случаев позволило исключить традиционные решения с построением графических зависимостей, и, как следствие, повысило точность расчетов и уменьшило трудозатраты на их проведение. Такая возможность возникает вследствие используемой при разработке программного обеспечения терминалов записи алгоритмов измерительных органов защит в аналитической форме. Например, зависимые времятоковые характеристики защит с выдержкой времени заданы известными аналитическими соотношениями, что позволяет провести согласование смежных защит без построения графиков выдержки времени.

Глава четвертая содержит описание комплекса микропроцессорных защит синхронных и асинхронных двигателей мощностью до 5000 кВт, выполненного на терминале «Сириус-21-Д». Приведена методика расчета токовых защит от междуфазных коротких замыканий и от однофазных замыканий на землю, а также некоторых других защит. Методика расчета защит от однофазных замыканий на землю носит общий характер и может также использоваться и при проектировании защит распределительных сетей.

1. Режимы работы сети и их расчет

1.1. Распределительные сети 6-35 кВ

Как правило, распределительные сети содержат несколько последовательно соединенных воздушных или кабельных линий [8], формирующих магистраль (рис.1.1). Линии могут иметь одну или несколько отпайек. Варианты подключения отпайки к основной магистрали: жестко, без коммутационных аппаратов; через облегченные коммутационные аппараты (отделители, выключатели нагрузки) или через полноценные выключатели. При выполнении защиты отпаечных присоединений, подключенных через облегченные коммутационные аппараты, следует иметь ввиду, что такие аппараты не способны отключить ток КЗ, а для отключения КЗ на отпайке необходимо вначале отключить питание отпайки ближайшим полноценным выключателем, установленным на магистрали, а затем в безтоковую паузу - коммутационный аппарат отпайки.

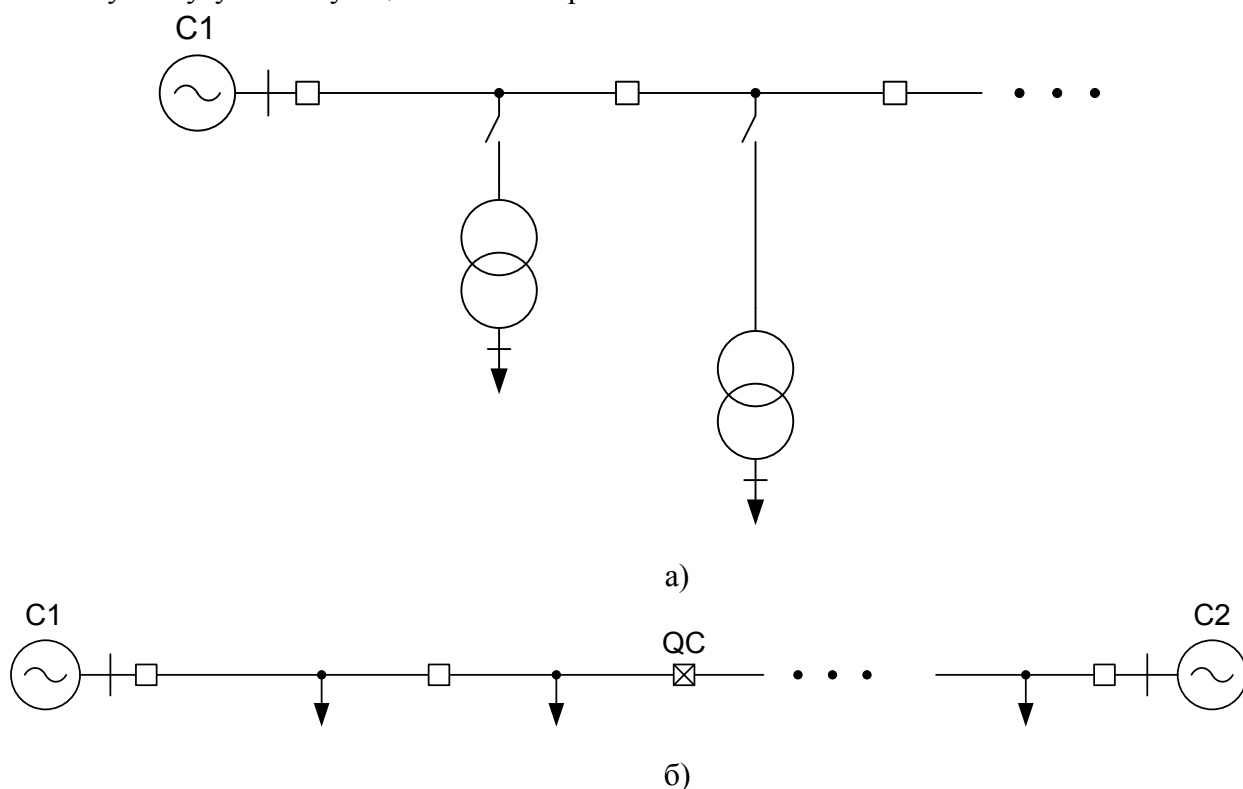


Рис. 1.1 Примеры распределительной сети

Отпайка может представлять собой понижающий трансформатор, после которого проводится распределение питания на низком напряжении непосредственно к потребителям или линию электропередачи с понижающим трансформатором в конце. В последнем случае отпайка от магистрали может иметь собственные отпайки, посредством чего формируется распределительная сеть «древовидной» структуры. Характерным элементом сети является блок «линия-трансформатор» с подключением трансформатора к линии без полноценного коммутационного аппарата.

Распределительная сеть может иметь одностороннее (рис. 1.1,а) или двухстороннее (рис. 1.1,б) питание. Параллельная работа двух источников питания со связью через магистраль, как правило, не предусматривается. Поэтому сеть разделена на две независимые части отключенным секционирующим выключателем QC. В пункте секционирования часто устанавливают специализированные вакуумные выключатели – реклоузеры [9], обеспечивающее повышенное число операций коммутации и снабженные встроенными устройствами защиты.

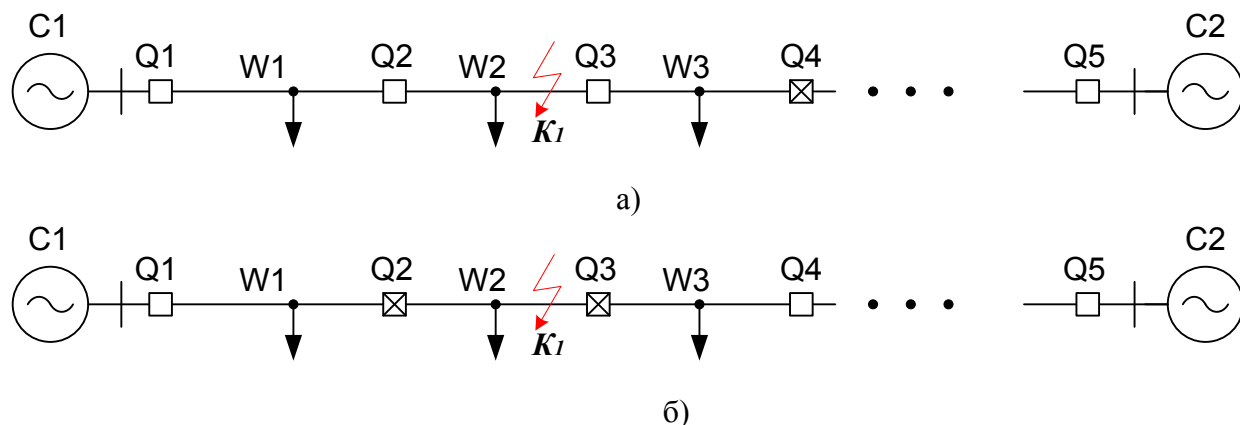


Рис.1.2. Локализация точки КЗ, а – до действия РЗА, б – после действия РЗА

В сети с двухсторонним питанием при отключении одной из линий магистрали вследствие ее повреждения питание потребителей может быть восстановлено. Например, при КЗ в точке К1 (рис.1.2) для восстановления питания потребителей линии W3 необходимо отключить выключатели Q2 и Q3, после чего включить выключатель Q4, при этом, выключатель Q3 будет выполнять роль секционирующего. Поэтому положение секционирующего выключателя не является жестко фиксированным и может изменяться в зависимости от режима работы сети.

С целью снижения затрат на оборудование полноценные выключатели, способные отключать токи КЗ, могут устанавливаться только на головных участках линий со стороны источника питания (на рис. 1.2 в позициях Q1 и Q5). При этом, в остальных позициях устанавливаются облегченные выключатели нагрузки, а релейная защита выполняется неселективной, без возможности выявления поврежденного участка магистрали, что создает проблему в связи отсутствием информации о поврежденном участке, подлежащем отключению. Локализация КЗ в такой сети с последующим восстановлением питания обесточенной нагрузки требует выполнения целого ряда действий, выполняемых в жесткой последовательности, что должно быть учтено при выполнении защиты и автоматики. Проблема решается путем последовательного отключения в безтоковую паузу выключателей нагрузки в цепочке, начиная от головного выключателя до ближайшего к точке КЗ с многократным опробованием линии после включения головного выключателя в режиме очередного отключенного выключателя нагрузки. Шаг, на котором опробование окажется неуспешным, указывает ближайший к точке КЗ выключатель нагрузки, который в итоге окончательно отключается. Например, при КЗ в точке К1 (рис.1.2) релейная защита головного выключателя отключает выключатель Q1, а в безтоковую паузу необходимо отключить ближайший выключатель нагрузки Q2, тем самым отсоединив источник питания C1 от точки КЗ.

Для восстановления питания на линиях, расположенных после точки КЗ, необходимо отключить выключатель нагрузки Q3 с противоположной стороны от точки КЗ, при этом данный выключатель будет выполнять роль секционирующего. Восстановление питания линии W3 выполняется включением выключателя Q4, ранее использовавшегося в качестве секционирующего.

Как правило, питание распределительной сети осуществляется от трансформаторных подстанций, подключенных к сети высокого напряжения 110-220 кВ. Типовая схема подстанции (рис.1.3) предусматривает наличие двух понижающих трансформаторов, работающих параллельно на стороне ВН и отдельно, с отключенным секционирующим выключателем на стороне НН. На секционирующем выключателе предусматривается использование АВР, позволяющее сохранить питание обесточенной секции шин при аварийном отключении одного из трансформаторов.

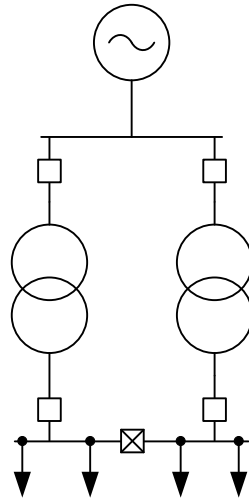


Рис.1.3. Типовая понижающая подстанция

Со стороны нагрузки устанавливаются понижающие однострансформаторные подстанции, как правило, комплектные типа КТП с напряжением стороны НН 0,4 кВ. Для потребителей первой категории надежности используются двухтрансформаторные подстанции, каждый трансформатор при этом имеет питание от независимого источника (отпайки от разных линий). По стороне НН цепи резервированы от двух трансформаторов с возможностью автоматического переключения питания всех потребителей от секции шин 0,4 кВ, сохранившей питание, аналогично схеме рис. 1.3. В качестве АВР используются автоматические воздушные выключатели (автоматы) с электромагнитами управления.

1.2. Состав РЗ и А распределительных сетей

Состав РЗ и А распределительных сетей и условия их эксплуатации регламентируется Правилами [1, 10]. Комплекс РЗ и А должен удовлетворять традиционным требованиям к релейной защите [10,11]: селективность, быстродействие, чувствительность, надежность. Защита должна реагировать на все виды междуфазных (трех- и двухфазных) КЗ с большими токами короткого замыкания с действием на отключение поврежденного элемента сети.

Поскольку рассматриваемые сети работают в режимах с изолированной или компенсированной нейтралью, характеризующихся малыми токами при однофазных замыканиях на землю, то, как правило, такие режимы являются не опасными с точки зрения работы электротехнического оборудования, в связи с чем допустима длительная работа сети при наличии такого повреждения, а действие релейной защиты может быть ограничено подачей сигнала оперативному персоналу. Исключение составляют сети, в которых при возникновении однофазного замыкания на землю возникает повышенная опасность попадания человека под напряжение, например сети шахтных разработок.

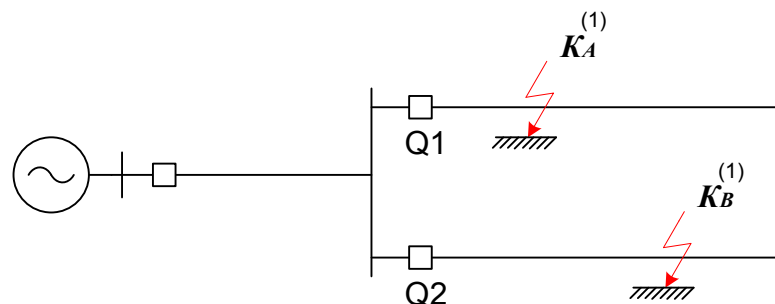


Рис. 1.4. Двойное короткое замыкание

В режиме длительной работы сети, имеющей замыкание на землю одной из фаз, до его устранения возможно замыкание на землю другой фазы во второй точке на том же или ином присоединении – двойное замыкание на землю (рис.1.4). При наличии двух точек,

связанных с землей образуется контур короткого замыкания, включающий две поврежденные фазы и участок земли между точками повреждения. Сопротивление контура незначительно, а проходящие при этом токи соизмеримы с токами двухфазного КЗ, в связи с чем требуется действие защиты на отключение аналогично двухфазному КЗ. Особенностью действия защиты при двойных замыканиях на землю является возможность и даже целесообразность отключения только одного присоединения с поврежденной фазой, например Q1. При этом, двойное замыкание перейдет в однофазное, а второе присоединение может остаться в работе. Такое действие возможно, если однофазные повреждения произошли на разных присоединениях.

Для защиты воздушных и кабельных линий от КЗ с большими токами повреждения – трехфазных, двухфазных и двойных - в основном используются многоступенчатые токовые защиты, обеспечивающие необходимые чувствительность и быстродействие. При возникновении проблем с обеспечением чувствительности или (и) быстродействия могут использоваться дистанционные защиты. Далее дистанционные защиты не рассматриваются, т.к. относительно редко применяются для защиты распределительных сетей, а также не входят в состав рассматриваемых терминалов серии «Сириус-2».

Последние ступени установленных на линиях защит должны согласовываться между собой по времени, что приводит к увеличению выдержки времени защит по мере приближения к источникам питания. Сеть может включать цепочку значительного числа последовательно включенных участков линий, в связи с чем время срабатывания защит, включенных на головных участках, может превышать требуемые значения. Положение может усугубляться тем, что защиты, включенные на участках сети в конце цепочек непосредственно у понижающих трансформаторов нагрузки, в свою очередь, согласуются по времени с защитами нагрузки и уже могут иметь значительные выдержки времени. По мере приближения к головным участкам сети эти выдержки времени будут только возрастать.

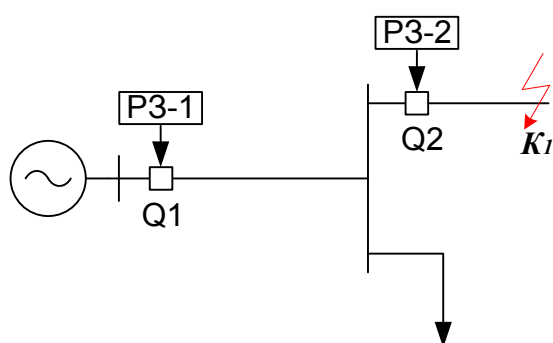


Рис. 1.5. Поочередное АПВ

Снижение выдержки времени защит головных участков линий может быть достигнуто выполнением неселективных защит, не отстроенных по времени от смежных защит, в силу чего они могут сработать при КЗ на смежных линиях. В дальнейшем неселективность действия может быть исправлена, например, путем использования поочередного АПВ. В качестве примера на рис.1.5 приведен участок сети, в которой защита P3-1 не согласована по времени с защитой смежного участка P3-2. Обе защиты работают без выдержки времени, при этом защита P3-1 чувствительна к внешним КЗ на смежном участке. При КЗ в точке K1 обе защиты P3-1 и P3-2 сработают одновременно и отключат выключатели Q1 - не селективно и Q2 – селективно. АПВ выключателя Q1 имеет меньшую выдержку времени и пройдет первым, до включения выключателя Q2. Поскольку КЗ в этом режиме отключено, АПВ будет успешным. После этого неселективная ступень будет либо кратковременно на время выполнения последующих операций выведена из действия, либо переведена на увеличенную выдержку времени, обеспечивающую селективность. Далее выполняется АПВ выключателя Q2. В случае неуспешного АПВ на повторное КЗ сработает только защита P3-2.

Такое решение, хотя и исправляет несективность действия защит, однако, имеет ряд недостатков. Время срабатывания АПВ последующих участков линий возрастает, при последовательном применении принципа к ряду участков линий оно может оказаться значительным. На время действия АПВ последующего участка либо отсутствует дальнейшее резервирование со стороны защиты РЗ-1 - при ее выводе из действия, либо время действия резервной защиты становится недопустимо большим - при переходе на селективную выдержку времени.

Более эффективным является принятое в рассматриваемых терминалах использование многоступенчатых защит с числом ступеней от трех и более. При этом, первая ступень – отсечка без выдержки времени обеспечивает практически мгновенную защиту начального участка линии, а вторая ступень – отсечка с выдержкой времени порядка $0,3 \div 0,5$ с. обеспечивает быстродействующую защиту остального участка линии. Значительную выдержку времени имеет только последняя ступень, обеспечивающая дальнейшее резервирование при внешних КЗ. При использовании в последней ступени характеристики выдержки времени, зависимой от значения тока, можно несколько снизить время срабатывания последней ступени, т.к. при приближении точки КЗ к источнику питания токи КЗ возрастают, а время срабатывания ступени снижается.

Ступени защиты могут иметь направленность, их срабатывание контролируется реле направления мощности. Одиночные линии, имеющие один источник питания, в направленности не нуждаются. Вместе с тем, следует учесть, что в сети с секционирующим выключателем (рис.1.1,б. рис.1.2) в зависимости от режима работы сети и положения секционирующего выключателя участок сети может получать питание от одного (левого на рисунках) или другого (правого) источника. При этом, релейная защита защищает правый от выключателя или левый участок. Уставки срабатывания ступени могут при этом не совпадать, а переключение с одной группы уставок на другую должно проводиться по состоянию реле направления мощности, т.е. защита приобретает свойства направленности. Ввод направленности в защиту может потребоваться на приемных концах параллельных линий, а также в кольцевой сети даже при наличии одного источника питания.

Во всех указанных случаях необходимо решение вопроса о направленности ступени. При этом следует исходить из условия недопущения срабатывания ступени при КЗ «за спиной», если такое действие в принципе возможно. Несрабатывание ступени при КЗ «за спиной» в любом случае обеспечит контроль ступени со стороны реле направления мощности. Вместе с тем, несрабатывание ступени на КЗ «за спиной» может быть обеспечено за счет недостаточной чувствительности реле тока к таким КЗ.

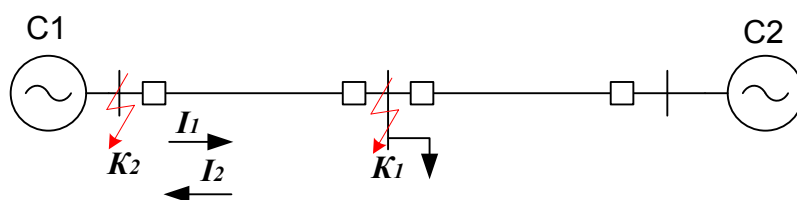


Рис.1.6. Проверка направленности

Например, на рис. 1.6 приведен вариант сети с двухсторонним питанием. При выборе тока срабатывания первой ступени – отсечки без выдержки времени – ток срабатывания отстраивается от тока I_1 , проходящего через место включения защиты при КЗ в точке К1 от системы С1. При близком КЗ «за спиной» непосредственно на шинах подстанции в точке К2 через защиту проходит ток I_2 от системы С2. За счет большей электрической удаленности точки К2 от системы С2 ток в месте включения защиты может быть меньше и оказаться недостаточен для срабатывания ее реле тока. Таким образом, направленность ступени обеспечена «автоматически» без участия реле направления мощности. Допустимое исключение реле направления мощности из логики работы ступени целесообразно, т.к. устраняются вероятности отказа ступени из-за неправильной работы реле направления

мощности, например, при близких трехфазных КЗ в «мертвой» зоне реле мощности вследствие малого остаточного напряжения на шинах подстанции.

Защита от однофазных замыканий на землю по возможности должна выполняться селективной с выбором поврежденного присоединения. Часто используемые защиты, реагирующие на напряжение нулевой последовательности на сборных шинах, такой селективностью не обладают, поскольку напряжение нулевой последовательности появляется при замыкании на любом из присоединений, подключенных к данной шине. Поиск поврежденного присоединения проводится персоналом путем поочередного отключения присоединений к данной шине. Селективность защиты может быть достигнута при дополнительном контроле токов нулевой последовательности, что предусмотрено в микропроцессорных терминалах. Срабатывание защиты может быть ограничено действием на сигнал, если не предусмотрено отключение присоединения по условиям техники безопасности в отдельных случаях.

Трансформаторы с напряжением стороны ВН 110-220 кВ от всех видов КЗ в обмотках и на выводах должны снабжаться защитой без выдержки времени. В качестве основной релейной защиты используются газовая и дифференциальная защиты мгновенного действия. Резервными защитами от внешних КЗ являются токовые защиты, включенные на фазные токи и токи нулевой последовательности. В зону действия резервных защит входит и трансформатор, поэтому указанные защиты выполняют также функции резервных защит трансформатора.

Защита трансформаторов с напряжением стороны НН 0,4 кВ обычно ограничивается токовой ступенчатой защитой. При этом, токовая отсечка без выдержки времени выполняет функции основной защиты вводов стороны ВН и части обмотки, а старшие ступени – функции защиты от внутренних КЗ в зоне недостаточной чувствительности токовой отсечки и защиты от внешних КЗ. Такое решение применимо для трансформаторов мощностью до 4 МВА. На трансформаторах мощностью 6,3 МВА и более должна устанавливаться продольная дифференциальная защита. Обычно мощность установленных на подстанции трансформаторов не превышает 1,6 МВА, что позволяет ограничиться использованием токовой отсечки. Если коэффициент чувствительности токовой отсечки при КЗ на вводах не превышает 1,5, то для трансформаторов мощностью более 1 МВА применяют дифференциальную защиту.

Современные микропроцессорные терминалы, предназначенные для защиты распределительных сетей, обычно включают ряд дополнительных защит, не являющихся обязательными согласно Правилам, но оказывающимися весьма полезными в эксплуатации. В их числе: защита от обрыва фаз, защита минимального напряжения, защита от повышения напряжения, логическая защита шин. В состав функций ряда терминалов также входит функция определения расстояния до места повреждения воздушных и кабельных линий.

Распределительные сети снабжаются устройствами локальной автоматики. Для воздушных, смешанных кабельно-воздушных линий, а также в ряде случаев и для кабельных линий должно предусматриваться АПВ. Как правило, применяется АПВ однократного действия, а для присоединений, не имеющих резервирования, например, по цепям АВР, АПВ двукратного действия. На секционных выключателях устанавливается АВР. Применительно к выключателю: для ликвидации аварии в условиях отказа выключателя используется УРОВ, а также некоторые функции управления выключателем, совмещенные в одном терминале с функциями защиты. Дополнительно могут применяться отдельные терминалы управления выключателем, обеспечивающие функции управления в полном объеме. В качестве системной автоматики ряд терминалов реализует функции АЧР и ЧАПВ.

1.3. Расчет режимов работы сети

В ходе расчета уставок релейной защиты определяются, прежде всего, уставки срабатывания пусковых и измерительных органов релейной защиты, уставки выдержек времени, а также определяются некоторые дополнительные параметры, необходимые для конфигуриро-

вания (настройки) терминалов РЗ и А. Наиболее трудоемкой задачей является расчет уставок срабатывания пусковых и измерительных органов. Основные трудозатраты при решении этой задачи приходится на расчет электрических величин (токов и напряжений) в различных режимах работы защищаемой сети. При известных токах и напряжениях уставки определяются по достаточно простым соотношениям.

Сложность расчетов определяется, прежде всего, двумя причинами. Первая - большой объем сети, часто достигающей многих десятков и даже сотен элементов в исходной схеме. Вторая – многовариантность режимов работы сети, связанная с различными положениями точки КЗ и его вида, изменением конфигурации сети при оперативных и аварийных переключениях, различными режимами работы электротехнического оборудования, приводящим к изменению, часто существенному, параметров оборудования в схемах замещения. Кроме того, некоторые сложные режимы, например, режимы торможения или разворота двигательной нагрузки, не имеют простого математического описания, позволяющего в один прием получить требуемый результат, что приводит к необходимости проведения объемных итерационных расчетов.

Распределительная сеть является фрагментом общей сети энергосистемы, включающей большое число элементов. При проведении расчетов целесообразно сохранить только часть общей сети, в пределах которой ведется проектирование релейной защиты. Остальная часть сети замещается эквивалентами, моделирующими внешнюю по отношению к проектируемой сети [13]. Сохраняемая часть сети связана с остальной сетью узлами эквивалентирования.

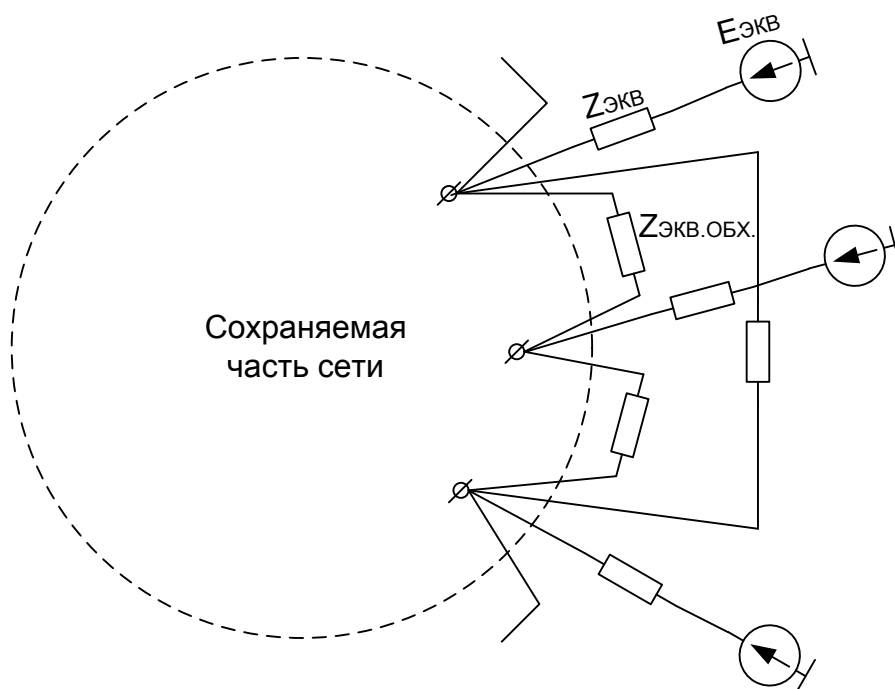


Рис. 1.7. Эквивалентирование сети

Эквивалентирование сети иллюстрируется рис.1.7. Внешняя сеть представлена сопротивлениями и ЭДС, подключенными к узлам эквивалентирования. Внешние источники питания отображаются ЭДС $E_{ЭКВ}$, с внутренним сопротивлением $Z_{ЭКВ}$. В общем случае к каждому узлу эквивалентирования подключен свой источник питания. Обходные связи между узлами эквивалентирования через внешнюю, не сохраненную, сеть отображаются эквивалентными сопротивлениями $Z_{ЭКВ.ОБХ.}$. В предельном случае обходные сопротивления включены между каждой парой узлов. При корректно заданных эквивалентах результаты расчета в эквивалентной сети будут совпадать с расчетами в исходной сети.

Практически распределительная сеть связана с общей сетью энергосистемы одним, редко двумя узлами, от которых получает питание. Такими узлами являются трансформаторные подстанции, к стороне низкого напряжения которых и подключена сеть. Соответ-

ственно, эквивалентная схема имеет, как правило, один узел эквивалентирования, а внешняя сеть замещается одним источником – эквивалентной системой с ЭДС E_c и сопротивлением Z_c . Значение E_c с достаточной степенью точности можно принять равным номинальному напряжению сети. Точное значение сопротивления Z_c желательно получать по программе электротехнических расчетов, в которую введена вся исходная сеть. В энергосистемах широко распространена программа АРМ СРЗА (старое название ТКЗ-3000), имеющая функцию эквивалентирования [14].

Приближенно, но с достаточной для рассматриваемых сетей степенью точности, сопротивление прямой последовательности Z_c можно рассчитать по известному току трехфазного КЗ в узле эквивалентирования $I_{кз}^{(3)}$:

$$Z_c = \frac{E_c}{I_{кз}^{(3)}} \quad (1.1)$$

Сопротивления прямой и обратной последовательности можно приближенно принять совпадающими. Активную составляющую комплексного сопротивления Z_c обычно принимают равной нулю.

Иногда в практических расчетах в качестве сопротивления Z_c берут сопротивление трансформатора, от которого распределительная сеть получает питание. При этом, игнорируются сопротивления элементов внешней сети, связывающие источники питания с указанным трансформатором. При значительной протяженности внешней сети в расчетах может накопиться заметная погрешность.

Режимы работы замещенной эквивалентом сети могут изменяться, что приводит к непостоянству эквивалентного сопротивления Z_c , которое в отдельных случаях может изменяться в 2 и более раз. В расчетах следует рассматривать два крайних значения Z_c – максимальное и минимальное, определенные соответственно для минимального и максимального значения тока $I_{кз}^{(3)}$.

При проектировании систем РЗ и А, прежде всего при расчете их уставок срабатывания и оценки чувствительности защит, из всего многообразия возможных режимов работы сети существенным являются так называемые *расчетные режимы*, определяющие предельные (экстремальные) значения рассчитываемых параметров. Например, при расчете токов срабатывания токовых защит расчетными являются режимы, приводящие к максимальным токам в защите, а при расчете коэффициента чувствительности – к минимальным токам.

В целом, при расчете параметров разных ступеней защиты рассматривают следующие режимы работы сети:

- установившиеся нагрузочные режимы;
- нагрузочные режимы в условиях самозапуска выделенной части нагрузки;
- трехфазные, двухфазные и двойные КЗ, в начальный момент времени, а также однофазные замыкания на землю;
- трехфазные, двухфазные и двойные КЗ в установившемся режиме.

Расчетные модели некоторых элементов сети существенно отличаются в зависимости от времени, прошедшего с момента возникновения КЗ. Наибольшие отличия имеют модели двигателей и генераторов. Модели двигателей для начального момента времени включают ЭДС, посредством чего учитывается подпитка точки КЗ, в то время, как в установившемся режиме КЗ двигатели заторможены и подпитки не создают. Кроме того, сопротивления заторможенного двигателя и двигателя, имеющего номинальные обороты, существенно отличаются. Значения ЭДС и сопротивления генераторов зависят от состояния системы возбуждения, которое изменяется в зависимости от удаленности точки КЗ от выводов генератора и времени от момента КЗ с учетом инерции системы возбуждения. В различных режимах значения ЭДС и сопротивления могут отличаться на многие десятки процентов, особенно для маломощных генераторов.

Расчет электрических величин в условиях КЗ, кроме указанных начального момента и установившегося режима, может потребоваться для некоторого произвольного момента

времени, задаваемого, например, уставкой времени срабатывания ступени, имеющей выдержку времени. Такие расчеты сопряжены со значительными трудностями, поскольку часто требуют итерационных многошаговых расчетов, исходные данные для которых часто отсутствуют. Например, торможение и разгон двигателей описывается уравнениями, в которые входят постоянные инерции нагрузки на валу и ряд других параметров, значения которых не известны на стадии проектирования. Поэтому, применительно к распределительным сетям, ограничиваются расчетами для двух указанных предельных состояний, а погрешности расчета учитывают через коэффициенты отстройки и коэффициенты чувствительности.

Поиск расчетного режима начинают с определения одного или нескольких режимов работы сети из указанного списка режимов. Например, при анализе быстродействующих ступеней защит задаются режимы КЗ для начального момента времени.

В режимах КЗ следует определить положение точек повреждения. В ряде случаев положение каждой точки КЗ на схеме сети может быть определено однозначно. Например, оценка коэффициента чувствительности в зоне дальнего резервирования последних ступеней проводится по КЗ в конце всех смежных присоединений. Могут возникать ситуации, когда положение точки КЗ на схеме сети задать невозможно, например, при расчете тока КЗ на границе зоны действия последней ступени токовой защиты. Для сетей рассматриваемого класса в большинстве случаев удастся определить значение фиктивного сопротивления, задающего электрическую удаленность до точки КЗ. Методика расчета фиктивного сопротивления для характерных случаев приведена в главе 3. Вид КЗ, а также сочетание поврежденных фаз при несимметричных КЗ часто можно определить однозначно. В противном случае следует перебрать все виды КЗ и замкнувшиеся фазы, после чего выбрать экстремальное значение требуемой электрической величины.

В каждом из выбранных режимов работы сети составляется список возможных состояний сети. Состояние сети задается следующими факторами:

- режим работы эквивалентной системы: с максимальным или минимальным сопротивлением Z_c ;
- состав включенных и отключенных элементов сети. Например, параллельная или одиночная работа параллельных линий, отключение части нагрузки, включенное или отключенное состояние секционного выключателя и т.д. По данному признаку возможны несколько комбинаций включенных и отключенных элементов сети;
- положение рабочей отпайки РПН трансформаторов. При известном диапазоне положений отпайки расчеты проводятся для двух позиций: максимальной и минимальной из заданного диапазона. При отсутствии данных рассматриваются предельно возможные положения отпайки, заданные каталогом. Следует отметить, что изменение положения отпайки заметно изменяет как сопротивление трансформатора, так и коэффициент трансформации, что сильно влияет на уровни токов и напряжений;
- в нагрузочных режимах, связанных с самозапуском двигательной нагрузки, устанавливается часть нагрузки, оказавшаяся в условиях самозапуска. Вопрос решается исходя из событий, приводящих к самозапуску, например, успешное АПВ или действие АВР.

Поиск режима, оказавшегося расчетным, может потребовать перебора значительного числа состояний сети, в том числе с перебором серии точек КЗ.

Следует отметить, что расчеты токов и напряжений в режимах КЗ необходимо проводить с учетом нагрузочных составляющих, обусловленных сопротивлением нагрузки. При несимметричных, и тем более удаленных, КЗ остаточное напряжение на шинах может оказаться значительным, что приводит к прохождению токов в цепях нагрузки, накладывающихся на ток КЗ. В ряде случаев при проведении ручных расчетов нагрузочные составляющие не учитываются, т.е. рассматривается холостой ход в сети, предшествующий возникновению КЗ. Приведенные ниже примеры иллюстрируют получаемые при этом погрешности. Результаты расчетов получены по программе «ТКЗ-М», предназначенной для

расчетов режимов сети 6 – 220 кВ. Согласно рекомендациям [15] принято для эквивалентной нагрузки сопротивление обратной последовательности $Z_{2,нагр} = 0,35Z_{1,нагр}$, где $Z_{1,нагр}$ – сопротивление прямой последовательности. Приведенное соотношение предполагает наличие значительной доли двигателей в составе эквивалентной нагрузки и учитывает существенно меньшее значение сопротивления обратной последовательности для двигателей по сравнению с сопротивлением прямой последовательности.



Рис. 1.8. Схема примера 1

Пример 1. Расчет тока короткого замыкания.

Схема по рис. 1.8 имеет следующие параметры. Напряжение сети 10 кВ, ЭДС системы 11 кВ, сопротивление системы $Z_c = 1$ Ом. Воздушная линия длиной 10 км., удельное сопротивление $Z_{уд} = 0,1 + j 0,4$ Ом/км. Нагрузка: мощность $P = 3000$ кВт, $\cos \varphi = 0,9$.

Ток в линии при трехфазном КЗ в точке K_1 как с учетом, так и без учета нагрузки $I^{(3)} = 1247$ А.

Токи в линии при двухфазном КЗ в точке K_1 между фазами В и С (модуль, угол):

	I_A [А]	I_B [А]	I_C [А]
без учета $Z_{нагр}$	0	$1079e^{-j169}$	$1079e^{j11}$
с учетом $Z_{нагр}$	$333e^{-j38}$	$1194e^{-j175}$	$980e^{j19}$

При учете нагрузочной составляющей токи неповрежденной фазы оказываются на уровне 28÷34% от токов поврежденной фазы, а в поврежденных фазах токи отличаются на 21%. Следует отметить, что за счет фазовых сдвигов между токами поврежденных фаз, отличных от 180^0 , с учетом неравенства модулей токов в поврежденных фазах и ненулевого тока неповрежденной фазы коэффициенты схемы при сборке трансформаторов тока по схеме «треугольник» будут существенно отличаться от традиционных значений 1 и 2. В приведенном примере значения коэффициентов схемы:

$$K_{сх.АВ} = \frac{I_A - I_B}{I_B} = 1,22; K_{сх.ВС}^I = \frac{I_B - I_C}{I_B} = 1,81; K_{сх.ВС}^{II} = \frac{I_B - I_C}{I_C} = 2,2$$

причем для реле, включенного на разность токов фаз В и С значения коэффициентов схемы различаются в зависимости от приведения разности токов к току фазы В или фазы С. Для схемы «треугольник» ток в реле следует рассчитывать не через коэффициент схемы, а непосредственно по вторичным токам трансформаторов тока.

Известное соотношение между токами двухфазного и трехфазного КЗ $I^{(2)}_2 = \frac{I^{(3)}}{\sqrt{3}}$ выполняется только для токов, полученных без учета нагрузки: $\frac{1079}{1247} = 0,865$. При учете нагрузочной составляющей тока в приведенном примере имеем либо $\frac{980}{1247} = 0,79$, либо $\frac{1194}{1247} = 0,96$.

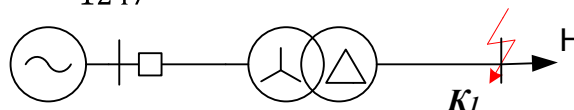


Рис. 1.9. Схема примера 2

Пример 2. Схема по рис. 1.9 имеет следующие параметры. Напряжение сети 110 кВ, ЭДС системы 115 кВ, сопротивление системы $Z_c = 10$ Ом. Трансформатор: мощность 25 МВА, напряжение 110/6 кВ, схема соединения обмоток «звезда/треугольник-11», РПН имеет 19 ступеней, напряжение ступени 1,78%, напряжение КЗ среднее 10,5%, максимум 11,72%,

минимум 9,84%. Нагрузка: мощность $P = 22,5$ МВт, что соответствует полной мощности трансформатора, $\cos \varphi = 0,9$.

Точка КЗ на стороне НН трансформатора – K_1 . Положение отпайки РПН трансформатора – нейтральное.

Токи трехфазного КЗ в трансформаторе как с учетом, так и без учета нагрузки:

$$I_{\text{НН}}^{(3)} = 20040 \text{ А}, \quad I_{\text{ВН}}^{(3)} = 1093 \text{ А}.$$

Токи в трансформаторе при двухфазном КЗ между фазами В и С (модуль, угол):

		I_A [А]	I_B [А]	I_C [А]
без учета $Z_{\text{нагр}}$	сторона НН	0	$17350e^{-j0}$	$17350e^{-j180}$
	сторона ВН	$548e^{j180}$	$544e^{j180}$	$1093e^{j0}$
с учетом $Z_{\text{нагр}}$	сторона НН	$4310e^{j143}$	$19110e^{-j4}$	$15680e^{-j175}$
	сторона ВН	$405e^{-j162}$	$717e^{j170}$	$1093e^{j0}$

Токи на выходе схемы сборки трансформаторов тока «треугольник» со стороны ВН с учетом нагрузки:

$$I_A - I_B = 406 \text{ А}; \quad I_B - I_C = 1804 \text{ А}; \quad I_C - I_A = 1357 \text{ А}.$$

Со стороны ВН максимальные значения фазного тока – 1093 А и разности фазных токов – 1804 А, полученные при двухфазном КЗ с учетом нагрузки, не превышают соответствующие значения, полученные для трехфазного КЗ: 1093 А и $1093 \cdot \sqrt{3} = 1891$ А без учета нагрузки. Таким образом, отстройку отсечки от КЗ за трансформатором можно проводить по току трехфазного КЗ, полученному без учета нагрузочных составляющих. Оценка чувствительности токовой защиты к КЗ за трансформатором может проводиться по токам двухфазного КЗ, полученным также без учета нагрузки, поскольку нагрузочные составляющие могут только увеличивать ток в реле, определяющем коэффициент чувствительности.

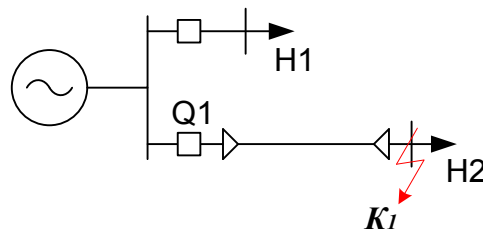


Рис. 1.10. Схема примера 3

Пример 3. Схема по рис. 1.10 имеет следующие параметры. Напряжение сети 10 кВ, ЭДС системы 11 кВ, сопротивление системы $Z_c = 1$ Ом. Кабель длиной 1 км., удельное сопротивление $Z_{\text{уд}} = 1,2 + j0,475$ [Ом/км]. Эквивалентная нагрузка Н1: мощность $P = 22,5$ МВт, $\cos \varphi = 0,9$; эквивалентная нагрузка Н2: мощность $P = 2,25$ МВт, $\cos \varphi = 0,9$. В составе эквивалентной нагрузки Н1 и Н2 имеются двигатели, суммарная мощность которых составляет 70% от полной мощности нагрузки. Подпитка точки КЗ от двигателей для начального момента возникновения повреждения ориентировочно учтена вводом в модель нагрузки дополнительной ЭДС, значение которой принято $0,7U_{\text{ном}}$. Для установившегося режима КЗ эта ЭДС в схеме замещения не участвует.

Положение точки КЗ: точка K_1 в конце кабеля, что соответствует расчету токовой защиты кабеля. В расчетах, проведенных с учетом нагрузки, токи получены в двух вариантах: для начального момента времени с учетом подпитки точки КЗ от двигателей нагрузки и для установившегося режима КЗ, когда двигатели заторможены.

Трехфазное КЗ в точке K_1 . Ток через выключатель Q1 $I_{Q1}^{(3)}$: с учетом нагрузки в начальный момент времени 2892 А., в установившемся режиме 2657 А., без учета нагрузки: 3040 А. Отличие токов в указанных режимах на $\frac{3040-2657}{2657} \cdot 100\% = 14,4\%$ объясняется шунтирующим эффектом ветви КЗ ветвью нагрузки Н1.

Двухфазное КЗ между фазами В и С в точке К₁. Токи через выключатель Q1 $I_{Q1}^{(2)}$ (модуль, угол):

	I_A [A]	I_B [A]	I_C [A]
без учета $Z_{нагр}$	0	$2632e^{-j140}$	$2632e^{j39}$
с учетом $Z_{нагр}$ для начального момента	$151e^{-j39}$	$2561e^{-j135}$	$2549e^{j48}$
с учетом $Z_{нагр}$ для установившегося режима	$223e^{-j42}$	$2367e^{-j144}$	$2332e^{j40}$

Отличия максимального и минимального значения токов поврежденных фаз в рассмотренных режимах $\frac{2632 - 2332}{2332} \cdot 100\% = 12,8\%$.

При расчетах различных ступеней токовой защиты нужно выбирать максимальные или минимальные токи КЗ. Например, при выборе тока срабатывания отсечки по условию отстройки от КЗ нагрузку следует принять отключенной, что увеличивает ток $I_{Q1}^{(3)}$, поскольку устранен шунтирующий эффект нагрузки. При расчете коэффициента чувствительности последней ступени к КЗ в конце кабеля следует принять максимально включенную нагрузку и рассмотреть установившийся режим, поскольку шунтирующий эффект нагрузки максимален, а подпитки точки КЗ от двигателей нет. Значения токов, полученные с учетом и без учета нагрузки, отличаются примерно на 15%, что подтверждает необходимость учета нагрузочной составляющей в токах КЗ при расчетах защиты.

2. Выполнение релейной защиты и автоматики на базе терминалов серии «Сириус-2»

2.1. Общая характеристика терминалов

Приведено описание терминалов серии «Сириус-2» в составе следующих исполнений: «Сириус-2-Л», «Сириус-2-МЛ», «Сириус-2-В», «Сириус-2-С», «Сириус-21-Д», «Сириус-УВ», «Сириус-ТН». На терминалах серии «Сириус-2» можно выполнить полноценные системы защиты, управления и автоматики электротехнических объектов напряжением $6 \div 35$ кВ, а также частично и объектов напряжением $110 \div 220$ кВ. Терминалы имеют сходное исполнение, область использования, назначение, а также однотипные алгоритмы функционирования, что позволило объединить их в единую серию.

Изложены общие, обобщающие характеристики терминалов. В необходимых местах отмечаются особенности того или иного исполнения. Данные материалы предназначены для начального ознакомления с терминалами и методами проектирования выполненных на их основе систем РЗ и А, в связи с чем ряд деталей, существенных при применении и эксплуатации терминалов, опущен. Поэтому они не заменяют руководства по эксплуатации каждого конкретного терминала, выпущенные фирмой-разработчиком [16].

2.1.1. Назначение и основные функции

Общая область использования терминалов серии «Сириус-2» - электротехнические объекты напряжением $6 \div 35$ кВ, а также частично и напряжением $110 \div 220$ кВ. Терминалы выполняют функции релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации оборудования в составе указанных объектов.

Область использования конкретных терминалов серии:

- «Сириус-2-Л» и «Сириус-2-МЛ» - на *присоединениях* напряжением $6 \div 35$ кВ: воздушные и кабельные линии, а также трансформаторы, преобразовательные агрегаты и т.д.;
- «Сириус-2-В» - на *вводах* систем шин подстанций, распределительных пунктах и т.д. напряжением $6 \div 35$ кВ;
- «Сириус-2-С» - на *секционных выключателях* напряжением $6 \div 35$ кВ;
- «Сириус-21-Д» - на *синхронных и асинхронных двигателях* напряжением $6 \div 35$ кВ;
- «Сириус-УВ» - на *высоковольтных выключателях* напряжением $35 \div 220$ кВ с трехфазным или пофазным управлением, а также силовых трансформаторах в качестве резервных защит;
- «Сириус-ТН» - для контроля измерительных *трансформаторов напряжения*, а также выполнения функций релейной защиты и автоматики подстанций $6 \div 110$ кВ.

Основные функции релейной защиты и автоматики, выполняемые терминалами, приведены в таблице 2.1.

Через терминалы могут быть выполнены операции включения или отключения выключателя. Терминалы осуществляют прием и исполнение сигналов срабатывания внешних защит, а также устройств АЧР и ЧАПВ. Ряд терминалов выполняет функции дуговой защиты шин низкого напряжения с фиксацией КЗ по сигналам датчиков дуговой защиты. Срабатывание дуговой защиты может контролироваться по наличию тока в цепи питания сборных шин.

Таблица 2.1. Основные функции терминалов.

Тип терминала «Сириус-2»		Л	МЛ	В	С	Д	УВ	ТН
МТЗ	Число ступеней	3+1	3+1	3	3	3	3	
	Направленность		+	+		+	+	
	ПОН		+	+		+	+	
ЗОФ		+	+	+	+	+	+	
ОЗЗ	ток, 50 Гц	+	+			+	ТЗНП	
	ток, сумма гармоник	+	+			+		
	напряжение		+	+		+		+
ЗМН			+	+		+	+	+
ЗПН			+				+	+
ЛЗШ				+	+			
УРОВ		+	+	+	+	+	+	
АПВ		+	+	+		+	+	
ОМП		+	+					
АУВ		+	+	+	+	+	+	
АВР				+	+			+

Сокращения, принятые в таблице:

МТЗ – максимальная токовая защита;

ПОН – пусковые органы напряжения;

ЗОФ – защита от обрыва фаз;

ОЗЗ – защита от однофазных замыканий на землю в сети с изолированной или компенсированной нейтралью;

ТЗНП – токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети с заземленной нейтралью;

ЗМН – защита минимального напряжения;

ЗПН – защита от повышения напряжения;

ЛЗШ – формирование сигналов логической защиты шин при срабатывании МТЗ;

УРОВ – устройство резервирования при отказе выключателя;

АПВ – автоматическое повторное включение;

АУВ – автоматика управления выключателем;

ОМП – определение места повреждения.

Ряд терминалов выполняют дополнительные, кроме указанных в таблице, функции.

Терминалы «Сириус-2-В» и «Сириус-ТН» выполняют функции автоматического ввода резерва (АВР), а также восстановление схемы нормального режима после восстановления питания от основного источника.

Терминал «Сириус-ТН» дополнительно включает:

- защиту от повышения частоты;
- выдачу сигнала разрешения для комбинированного пуска МТЗ других присоединений.
- контроль трансформатора напряжения;
- трехступенчатую автоматическую частотную разгрузку (АЧР);
- частотное автоматическое повторное включение (ЧАПВ).

Терминал «Сириус-21-Д» дополнительно включает:

- защиту синхронных двигателей от асинхронного хода в ступени МТЗ-2;
- минимальную токовую защиту;
- защиту от перегрева электродвигателя;

- защиту от затянутого пуска;
- защиту от блокировки ротора;
- защиту обратной мощности;
- АПВ после срабатывания ЗМН;
- запрет включения выключателя при превышении допустимого числа запусков или при перегреве.

Терминал «*Сириус-УВ*» предназначен для использования в сетях высокого (110 ÷ 220 кВ) напряжения, в связи с чем имеет ряд особенностей по сравнению с другими терминалами данной серии как по составу защит, так и по их исполнению.

Для защиты от междуфазных КЗ использована трехступенчатая токовая защита, в которой любая из ступеней может иметь пуск по напряжению по внешнему дискретному разрешающему сигналу или комбинированный пуск от собственных цепей напряжения. Реле тока могут быть включены непосредственно на входные фазные токи по схеме «звезда» или, при необходимости, например, исключения влияния токов нулевой последовательности, контролировать разность фазных токов, получаемых по схеме «треугольник», для чего предусмотрена операция «цифровой треугольник», реализуемая программным путем.

Для защиты от КЗ на землю использована четырехступенчатая направленная токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП).

Особенностью токовых измерительных органов (реле тока) является наличие блокировки по содержанию второй гармоники в контролируемых токах для отстройки от ложных срабатываний при броске тока намагничивания (БНТ) силового трансформатора.

Для направленных ступеней МТЗ и ТЗНП предусмотрена возможность автоматического перевода в ненаправленный режим или вывод их из действия при выявлении неисправностей в цепях переменного напряжения, а также вывод направленности при включении выключателя (опробовании). Для выявления повреждений в цепях напряжения используется блокировка при неисправностях в цепях напряжения. Повреждение цепей напряжения выявляется по следующим критериям:

- контроль отключения автомата трансформатора напряжения ТН по дискретному входу «Автомат ТН», основной критерий, действует без выдержки времени;
- контроль значительного снижения хотя бы одного из междуфазных напряжений, действует через заданное время;
- контроль нарушения симметрии вторичного напряжения по появлению составляющей напряжения обратной последовательности, действует через заданное время.

Сигнал срабатывания блокировки снимается автоматически после исчезновения неисправности в цепях напряжения.

В терминале предусмотрена система автоматики управления выключателем (АУВ) с трехфазным или пофазным приводом, с двумя электромагнитами отключения, включающая следующие функции:

- операции отключения и включения выключателя по внешним командам. Защита от многократного включения выключателя;
- контроль целостности цепей электромагнитов управления (ЭМУ);
- контроль состояния выключателя по ряду входных дискретных сигналов;
- защита электромагнитов управления от длительного протекания тока с действием на программируемое реле;
- защита от непереключения фаз (ЗНФ) и неполнофазного режима (ЗНФР) с действием на реле отключения выключателя и на пуск УРОВ соответственно. Защита применяется при использовании выключателя с пофазным приводом;
- двухступенчатая защита от снижения давления элегаза (воздуха) в выключателе. Срабатывает при появлении на соответствующих дискретных входах сигнала о снижении давления. Действует на сигнал и на ускоренное срабатывание схемы УРОВ при попытке отключения от одной из защит.

Дополнительно к указанным функциям защиты и автоматики в терминал «Сириус-УВ» введена защита от появления в первичной сети напряжения нулевой последовательности с действием на отключение выключателя или на отдельное программируемое реле.

Сервисные функции. В терминалы введен ряд сервисных функций, облегчающих эксплуатацию. Конкретный состав сервисных функций зависит от типа терминала. Основные функции, введенные в состав большинства терминалов:

- измерение текущих значений фазных токов, напряжений, мощности;
- фиксация токов и напряжений в момент срабатывания одной из защит;
- цифровой осциллограф мгновенных значений токов и напряжений;
- регистратор событий: срабатывание или возврат пусковых и измерительных органов защит с фиксацией момента события;
- дополнительные реле и светодиоды с функцией, заданной пользователем;
- дополнительные дискретные входы с программируемой пользователем функцией;
- измерение времени срабатывания защиты и отключения выключателя;
- встроенные часы-календарь;
- возможность встраивания устройства в систему единого точного времени станции или подстанции.

2.1.2 Входные аналоговые сигналы. Измерение электрических величин

Функциональные возможности терминалов в значительной степени зависят от состава входных аналоговых величин, контролируемых на защищаемом объекте. В таблице 2.2 приведен список входных аналоговых сигналов.

Таблица 2.2. Входные аналоговые сигналы

Тип терминала «Сириус-2»	Л	МЛ	В	С	Д	УВ	ТН
Фазные токи	+	+	+	+	+	+	
Фазные напряжения		+	+		+	+	+
Ток нулевой последовательности	+	+			+	+	
Напряжение нулевой последовательности		+				+	+
Линейные напряжения от ТН, установленного до вводного выключателя			+				+

Терминал «Сириус-2-В», устанавливаемый на выключателях ввода напряжением $6 \div 35$ кВ, имеет некоторые особенности. Контролируются фазные токи секционного выключателя, фазные напряжения одной секции шин, а также два линейных напряжения U_{AB} и U_{BC} , поступающие от ТН, установленного выше вводного выключателя. Третье линейное напряжение U_{CA} определяется расчетным путем.

Некоторые электрические величины, используемые в алгоритмах измерительных органов, вычисляются по значениям введенных сигналов. Также частично вычисляются величины, используемые в сервисной части при отображении режима работы сети.

При отсутствии измерительного трансформатора тока в фазе В ток фазы рассчитывается по формуле:

$$\underline{I}_B = -\underline{I}_A - \underline{I}_C \quad (2.1)$$

При отсутствии измерительного трансформатора напряжения нулевой последовательности значение $3U_0$ рассчитывается по формуле:

$$3\underline{U}_0 = \underline{U}_A + \underline{U}_B + \underline{U}_C \quad (2.2)$$

При измерениях осуществляется компенсация апериодической составляющей, а также фильтрация высших гармоник входных сигналов. Для сравнения с уставками защит используется только действующее значение первой гармоники входных сигналов.

Для устранения значительных погрешностей трансформаторов тока при их насыщении предусмотрено восстановление синусоидальной формы тока вплоть до 50% погрешности ТТ.

По входным сигналам производится расчет следующих величин:

- линейных напряжений \underline{U}_{AB} , \underline{U}_{BC} , \underline{U}_{CA} ;
- активной и реактивной мощности;
- составляющих прямой и обратной последовательности тока и напряжения.

2.2. Алгоритмы токовой защиты

Приводится общее описание алгоритмов, в котором отражены только основные положения, общие для большинства терминалов серии «Сириус». В зависимости от модификации терминала конкретные алгоритмы, реализующие функции защиты и автоматики, имеют некоторые не отмеченные здесь особенности, в связи с чем для более детального изучения алгоритмов рекомендуется обратиться к Руководству по эксплуатации соответствующего терминала.

Ступенчатая токовая защита контролирует фазные токи и предназначена для действия при междуфазных КЗ. Защита выполнена в трехфазном варианте, т.е. с контролем трех фазных токов, при наличии ТТ в двух фазах ток третьей фазы «восстанавливается» по выражению (2.1).

Ступени токовой защиты в зависимости от их назначения и, соответственно, расчетных условий для выбора тока срабатывания, традиционно разделяют на «отсечку» без выдержки и с выдержкой времени (первая и вторая ступени) и «максимальную токовую защиту» (последняя ступень). Такое деление устоялось для традиционных защит аналогового исполнения, когда назначение ступени было фиксировано схемным исполнением ступени в составе панели. В микропроцессорных защитах назначение ступени не фиксировано и может изменяться в зависимости от условий применения терминала защиты. Терминологическое разделение ступеней на «отсечку» и «максимальную токовую защиту» оказывается достаточно условным и в ряде случаев неоднозначным. Применительно к микропроцессорным защитам все более часто используется термин «максимальная токовая защита» (МТЗ) для любых ступеней, в том числе, и первых, ранее именовавшихся «отсечкой». Далее под МТЗ понимается любая ступень защиты, реагирующая на увеличение тока в условиях срабатывания.

Максимальная токовая защита может быть выполнена в простейшем варианте, не предусматривающем контроль напряжений, в связи с чем она не обладает направленностью и не содержит пусковые органы напряжения - терминалы «Сириус-2-Л»

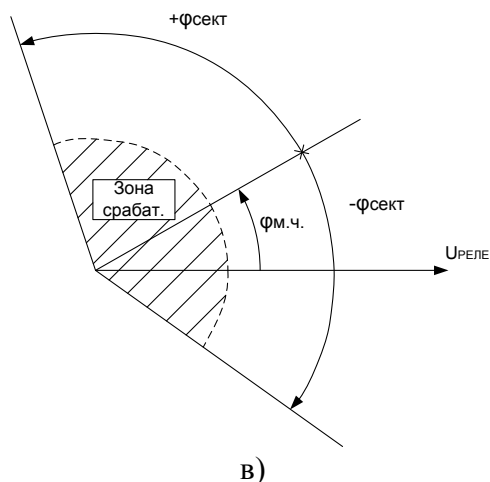
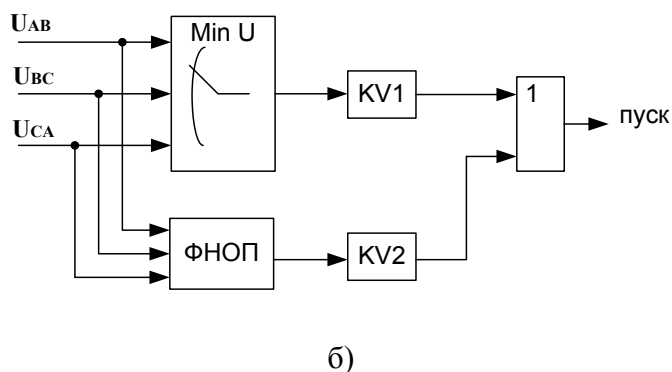
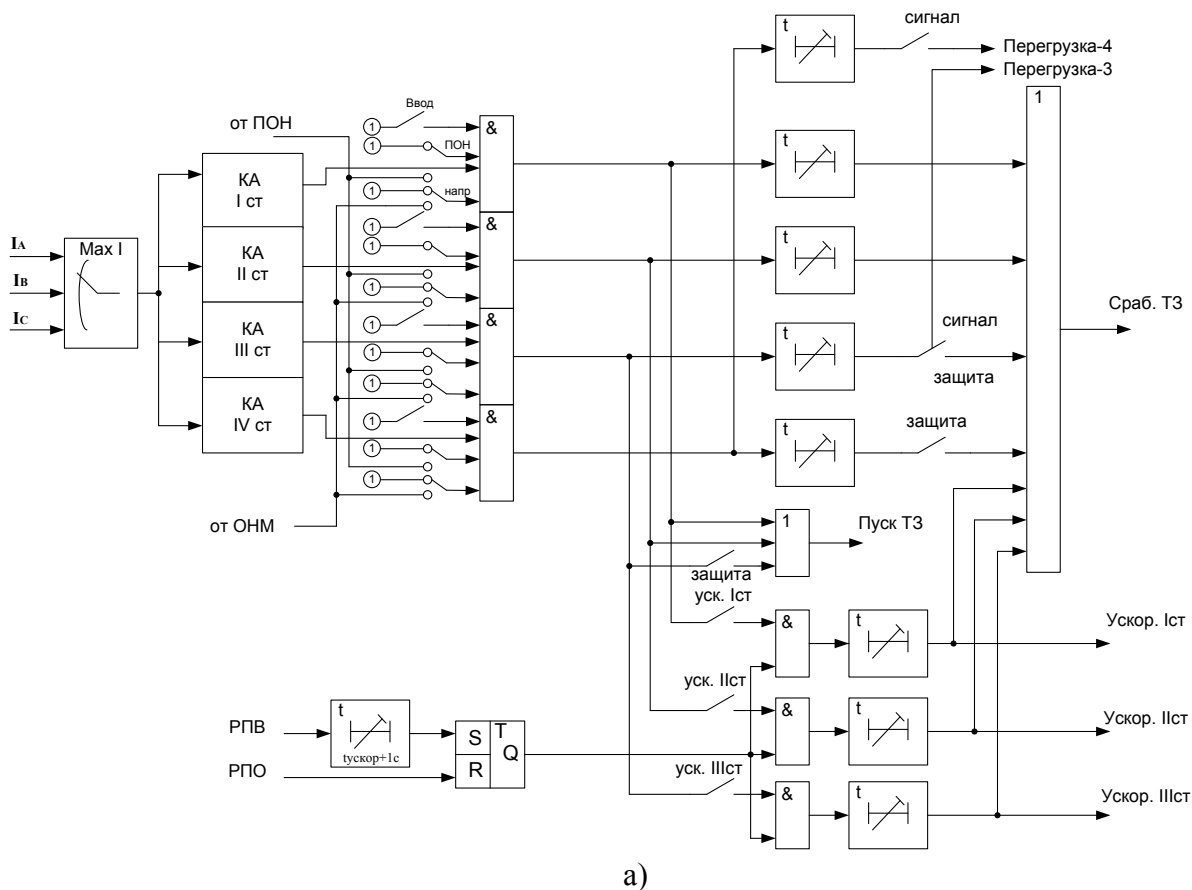


Рис. 2.1. Максимальная токовая защита: а - функциональная схема МТЗ; б - функциональная схема ПОН; в - область срабатывания органа направления мощности и «Сириус-2-С», а также в расширенном варианте с наличием ПОН и направленностью – ряд других терминалов (см. таблицу 2.1.).

Защита имеет три основных ступени (МТЗ-1, МТЗ-2, МТЗ-3), которые обеспечивают полноценную защиту защищаемого элемента, включая функцию дальнего резервирования от внешних КЗ и четвертую, дополнительную ступень (МТЗ-4), предназначенную для отключения присоединения при длительном превышении током заданной уставки, что, например, требуется при «адресном» отключении. Три ступени действуют на отключение выключателя, а четвертая может действовать на сигнал или отключение с разными выдержками времени. Третья ступень (МТЗ-3) может быть включена с действием только на сигнал (защита от перегрузки) или с действием на отключение (защита от КЗ).

Рисунки 2.1. иллюстрируют работу МТЗ.

В канале каждой ступени включена логическая схема «И», обеспечивающая настройку ступени, что позволяет:

- ввести ступень в действие: замыкается программный ключ «ввод», что обеспечивает постоянную подачу логического сигнала «1» на соответствующий ввод схемы И;
- поставить действие ступени под контроль от пускового органа напряжения. При верхнем положении ключа ПОН пуск ступени от ПОН не предусмотрен, на вход схемы И постоянно поступает логический сигнал «1», при нижнем положении ключа логический сигнал «1» поступает от ПОН только при его срабатывании;
- ввести направленность действия ступени ключом «напр.» с контролем направления мощности от органа направления мощности (ОНМ).

Первая ступень - МТЗ-1 (токовая отсечка) имеет независимую характеристику выдержки времени. Вторая (МТЗ-2) и третья (МТЗ-3) ступени могут иметь независимую или зависимую от тока характеристику выдержки времени. Любая из ступеней МТЗ-1, МТЗ-2 и МТЗ-3 может быть ускорена при включении выключателя, ускорение четвертой ступени МТЗ-4 не предусмотрено. Ускорение ступеней вводится автоматически на время ($T_{УСКОР} + 1$ с) после любого включения выключателя. На схеме рис. 2.1,а показаны цепи ввода ускорения от реле, контролирующих положение выключателя: РПВ и РПО. Ввод ускорения любой ступени может быть отключен ключами «Ускорение ... ступени». Выдержка времени в режиме ускорения одинакова для всех ступеней и задается уставкой $T_{УСКОР}$. Если для ступени задана уставка по времени менее значения $T_{УСКОР}$, то в режиме ускорения ступени заданная выдержка сохраняется (действует меньшая уставка). В случае задания зависимых характеристик МТЗ-2 или МТЗ-3 на время ускорения они переводятся в режим с независимой времятоковой характеристикой. Сигнал «Пуск МТЗ», используется в логической защите шин для ее пуска, от МТЗ-4 пуск логической защиты не производится. Функция АПВ при срабатывании МТЗ-4 блокирована.

Для ступеней МТЗ-2 и МТЗ-3 возможен выбор одной из 6 характеристик выдержки времени:

1. Независимая характеристика. Время выдержки задается значением уставки $T_{УСТ}$.
2. Инверсные характеристики по МЭК 255-4, время срабатывания задается соотношением:

$$t = \frac{\alpha \cdot T_{уст}}{I \frac{\beta}{I_{уст}} - 1} \quad (2.3)$$

- нормально инверсная: $\alpha = 0,14$; $\beta = 0,02$;
- сильно инверсная: $\alpha = 13,5$; $\beta = 1,0$;
- чрезвычайно инверсная: $\alpha = 80,0$; $\beta = 2,0$.

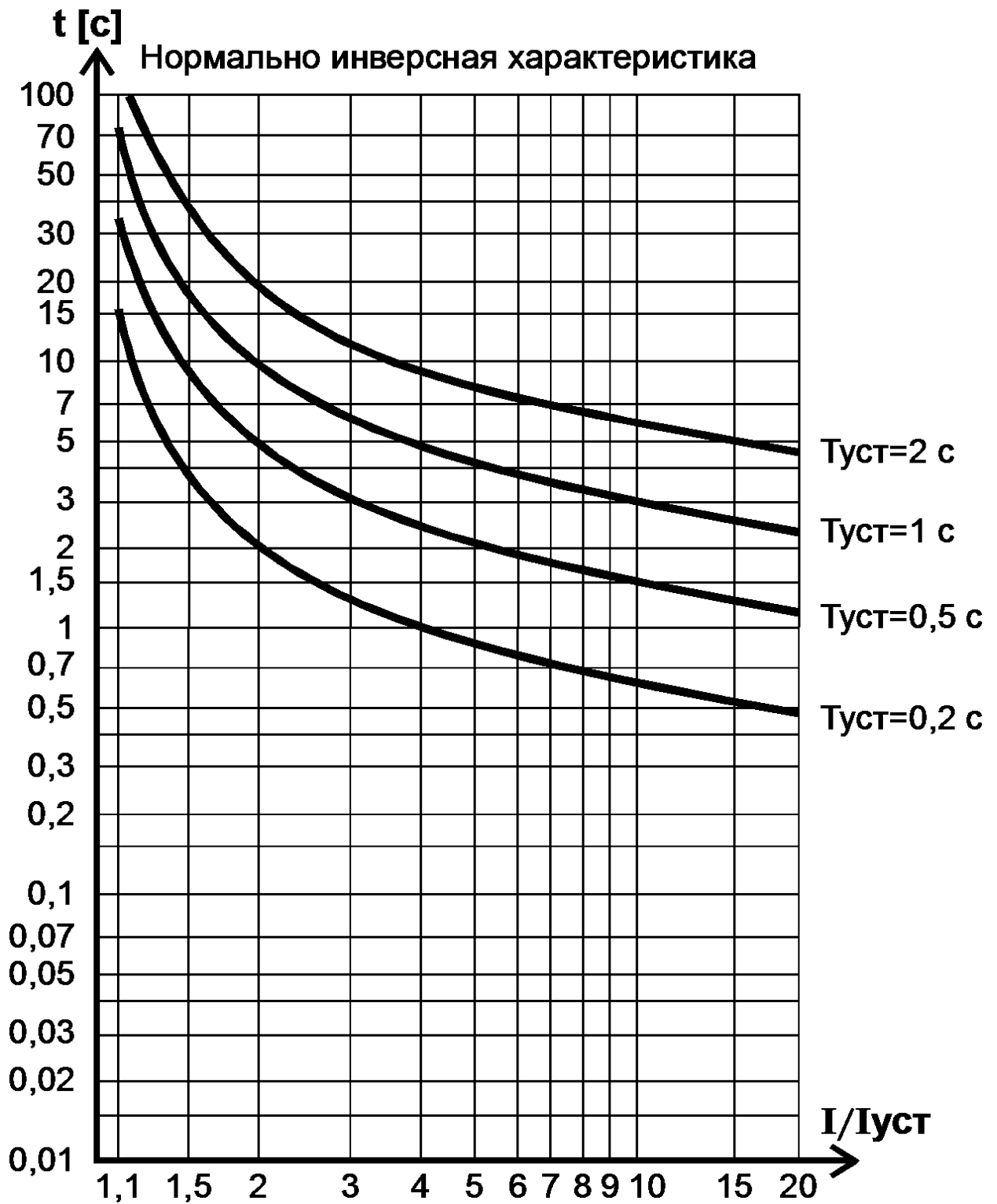


Рис.2.2. Пример зависимой характеристики выдержки времени.

3. Характеристики, моделирующие зависимости аналоговых реле. Время срабатывания задается соотношением:

- реле РТВ-I:

$$t = \frac{1}{30 \cdot \left(\frac{I}{I_{уст}} - 1 \right)^3} + T_{уст} \quad (2.4)$$

- реле РТ-80, РТВ-IV:

$$t = \frac{1}{20 \cdot \frac{I}{I_{уст}} - 1}^{1,8} + T_{уст} \quad (2.5)$$

где $T_{уст}$ и $I_{уст}$ – уставки времени и тока срабатывания.

Пример характеристики выдержки времени приведен на рис. 2.2.

Пусковой орган напряжения (рис. 2.1.б) может быть выполнен с одним реле минимального напряжения KV1, контролирующим минимальное междуфазное напряжение, или комбинированный ПОН с дополнительным контролем напряжения обратной последовательности от максимального реле напряжения KV2. Напряжение обратной последовательности формируется программным фильтром напряжения обратной последовательности (ФНОП).

Любая ступень может быть выполнена направленной с контролем срабатывания от органа направления мощности (ОНМ). В составе ОНМ имеются три, объединённых по схеме ИЛИ, реле направления мощности, контролирующих угловые соотношения между током и напряжением в следующих сочетаниях: I_A и U_{BC} ; I_B и U_{CA} ; I_C и U_{AB} . Приведенные сочетания соответствуют стандартной 90-градусной схеме включения реле направления мощности. Угловая характеристика срабатывания реле направления мощности (рис. 2.1,с) задается двумя уставками: углом максимальной чувствительности $\varphi_{МЧ}$ и зоной срабатывания $\pm\varphi_{СЕКТ}$. Угол $\varphi_{МЧ}$ отсчитывается от вектора напряжения реле $U_{РЕЛЕ}$: U_{AB} , U_{BC} или U_{CA} против часовой стрелки. Зона срабатывания $\pm\varphi_{СЕКТ}$ отсчитывается от направления максимальной чувствительности в обе стороны.

2.3. Дополнительные защиты и устройства автоматики

Защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ). Защита применяется в сетях с изолированной или компенсированной нейтралью и действует на отключение или только сигнал. Защита может быть реализована несколькими способами:

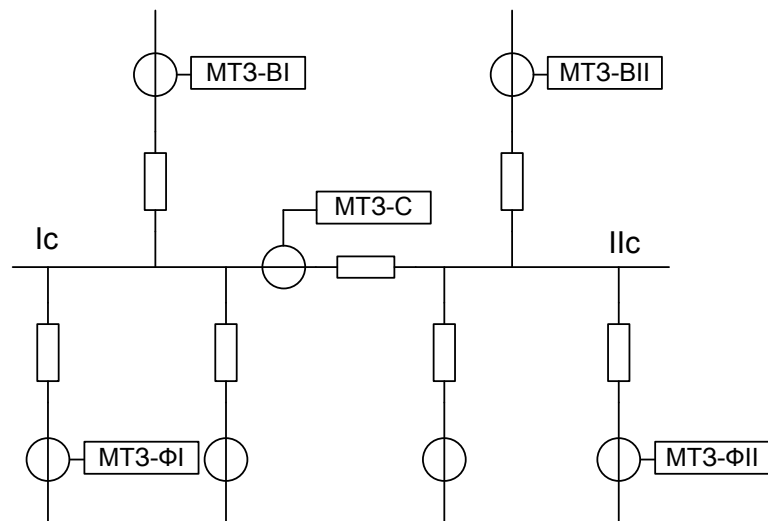
- по модулю суммы 3-й, 5-й, 7-й и 9-й гармоник в токе нулевой последовательности $3I_0$;
- по модулю основной частоты в токе нулевой последовательности $3I_0$;
- по напряжению нулевой последовательности $3U_0$;
- по току и напряжению нулевой последовательности $3I_0$, $3U_0$ одновременно;
- по току $3I_0$, напряжению $3U_0$ и взаимному фазовому сдвигу тока и напряжения нулевой последовательности (направленная защита).

В зависимости от типа терминала варианты выполнения защиты различаются. Необходимый вариант выполнения защиты задается при настройке терминала. В случае, когда в терминале предусмотрено несколько вариантов выполнения защиты, они могут быть введены одновременно с действием через логическую схему ИЛИ.

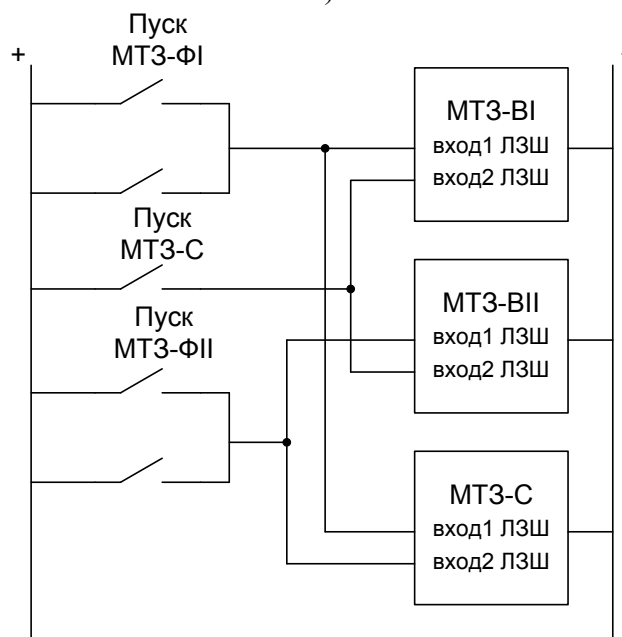
Защита может иметь независимую характеристику выдержки времени или зависимую от тока в двух вариантах: чрезвычайно инверсную (2.3) или обратнoзависимую:

$$t = 5,8 - 1,35 \ln \frac{I}{I_{уст} \cdot T_{уст}} \quad (2.6)$$

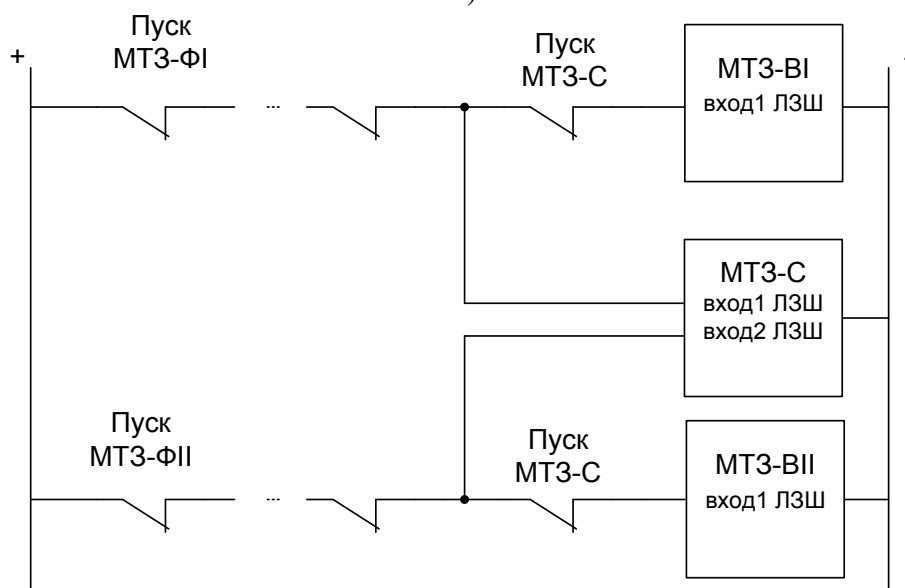
Уровень токов ОЗЗ и принципы выполнения защиты зависят от варианта заземления нейтрали. Соответственно, выбор варианта, активизированного в терминале, должен сопровождаться анализом типа заземления и расчетами емкостных токов.



а)



б)



в)

Рис .2.3. Организация логической защиты шин: а - схема сети; б - параллельная схема; в – последовательная схема

Логическая защита шин (ЛЗШ). ЛЗШ выполняет быстрое отключение вводного и/или секционного выключателя при возникновении повреждения на шинах. В случае КЗ на шинах срабатывают реле тока в составе МТЗ, включенной на вводном и/или секционном выключателе, и не срабатывают реле тока МТЗ на выключателях отходящих к потребителям присоединений, что является признаком наличия КЗ на шинах. В этом случае срабатывание МТЗ вводного и секционного выключателей происходит без выдержки времени. Если КЗ возникло на одном из присоединений, питающих нагрузку, то кроме срабатывания реле тока в составе МТЗ вводного и секционного выключателей срабатывает реле тока в МТЗ поврежденного присоединения, которое блокирует ЛЗШ, а МТЗ вводного и секционного выключателей срабатывают с выдержкой времени, обеспечивающей селективность защит.

Пример реализации ЛЗШ приведен на рис. 2.3. Размещение защит приведено на рис. 2.3,а. На питающих вводах включены максимальные токовые защиты ввода – МТЗ-ВІ и МТЗ-ВІІ, выполненные на терминалах «Сириус-2-В», а на секционном выключателе - защита МТЗ-С, выполненная на терминале «Сириус-2-С». На каждом из отходящих присоединений первой и второй секции шин установлены максимальные токовые защиты фидеров – МТЗ-ФІ и МТЗ-ФІІ соответственно, выполненные на терминалах типа «Сириус-2-Л», «Сириус-2-МП», «Сириус-Д» и т.п.

На вводных выключателях и секционном выключателе в составе терминалов имеются логические защиты шин. В качестве выходного сигнала для блокировки ЛЗШ используется выходной контакт «Пуск МТЗ» защит отходящих присоединений. Имеется возможность выбора из двух схем ЛЗШ – с параллельным (рис. 2.3,б) или последовательным (рис. 2.3,в) соединением выходных сигналов защит отходящих присоединений. Каждая ЛЗШ имеет два блокирующих входа, обозначенных на рис. 2.3 как «вход 1» и «вход 2». Тип блокирующих сигналов в схемах рис. 2.3,б и рис. 2.3,с различен: в параллельной схеме наличие сигнала на одном из входов блокирует срабатывание ЛЗШ, а в последовательной схеме, наоборот, ЛЗШ блокируется, если сняты сигналы с входов «вход 1» и «вход 2».

При внешнем КЗ на одном из отходящих присоединений, например, присоединении к секции Іс, срабатывает реле тока в составе МТЗ-ФІ поврежденного присоединения и появляется сигнал «Пуск МТЗ-ФІ». В параллельной схеме на блокирующий «вход 1» МТЗ-ВІ и МТЗ-С поступает сигнал блокировки ЛЗШ, а в последовательной схеме этот сигнал снимается. В обоих вариантах срабатывание ЛЗШ в МТЗ-ВІ и МТЗ-С заблокировано. Срабатывание МТЗ-ВІІ не происходит, т.к. ее реле тока не обтекается током КЗ.

Блокировка мгновенного срабатывания МТЗ-С и МТЗ-ВІ при внешних КЗ наступит только после срабатывания реле тока в составе МТЗ поврежденного присоединения. Чтобы излишнего срабатывания без выдержки времени не произошло, в ЛЗШ введена небольшая задержка, перекрывающая инерцию срабатывания указанных реле тока.

При внутреннем КЗ, например, на секции Іс, нет сигналов «Пуск МТЗ» как от МТЗ-ФІ, так и от МТЗ-ФІІ. Реле тока в составе МТЗ-С срабатывает и, поскольку сигнала блокировки ЛЗШ в составе МТЗ-С нет, максимальная токовая защита секционного выключателя срабатывает без выдержки времени. После отключения секционного выключателя реле тока МТЗ-С вернется в несработавшее состояние и снимется сигнал «Пуск МТЗ-С». На входах ЛЗШ в составе МТЗ-ВІ сигналы блокировки снимутся, что приведет к срабатыванию без выдержки времени МТЗ-ВІ, а КЗ на шинах будет отключено без выдержки времени. Незначительная задержка срабатывания обусловлена только инерцией измерительных органов и выключателей.

Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ). Условиями формирования выходного сигнала «УРОВ» являются: срабатывание токовых защит в составе терминала на отключение или поступление на дискретные входы терминала сигналов срабатывания внешних защит, если такие сигналы заведены в терминал. Выходной сигнал «УРОВ» формируется с задержкой на время уставки $T_{УРОВ}$. Выдержка времени $T_{УРОВ}$ отсчитывается от момента подачи сигнала срабатывания защит на выходные реле. Сигнал «УРОВ» снимается после снижения тока через выключатель ниже уставки $I_{УРОВ}$. Таким образом, если выключатель после срабатывания защиты нормально отключился за время

$T_{УРОВ}$, то сигнал «УРОВ» не формируется. В противном случае на соответствующем выходе терминала появится дискретный сигнал «УРОВ», который используется для отключения смежных с отказавшим выключателей.

Функция определения места повреждения (ОМП). Определение места повреждения производится только при отключении выключателя от собственных токовых защит. Для расчета расстояния до места двухфазных и трехфазных КЗ используются уставки по полному удельному сопротивлению линии, по сопротивлению системы «за спиной», а также уставка номинального напряжения присоединения.

Автоматическое повторное включение (АПВ). В терминалах предусмотрено однократное или двукратное автоматическое повторное включение. Наличие АПВ, а также количество циклов задается уставкой. Также уставками определяется время выдержки первого и второго циклов.

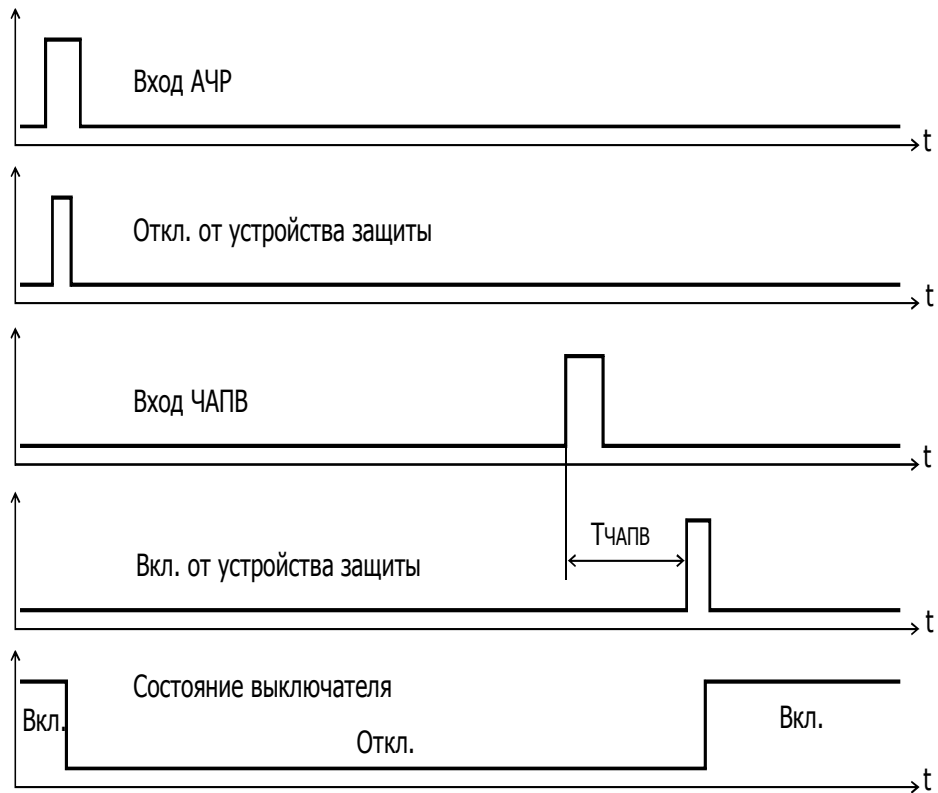
Время восстановления (готовности к срабатыванию АПВ после второго КЗ из-за неуспешного АПВ) составляет 120 с. Время готовности АПВ после команды на оперативное включение выключателя составляет 30 с.

С помощью соответствующих уставок можно разрешить или заблокировать пуск АПВ при срабатывании отдельных видов или ступеней защиты, включая несанкционированное (самопроизвольное) отключение. АПВ всегда блокируется при отключении от дуговой защиты, от газовой защиты, от МТЗ-4, а также при срабатывании УРОВ.

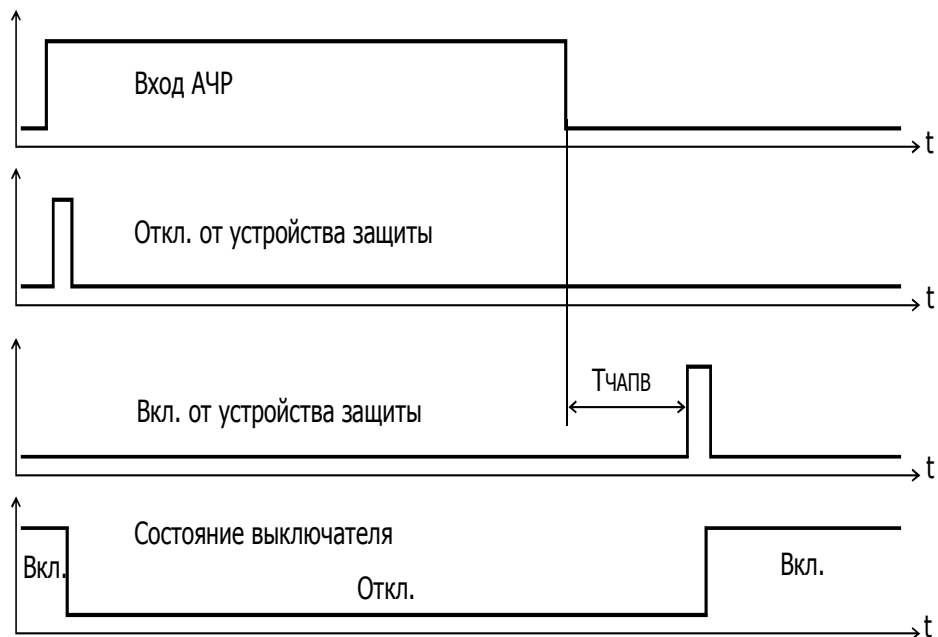
Дуговая защита. Дуговая защита предназначена для защиты комплектных распределительных устройств 6-10 кВ, реагирует на физические параметры, связанные с наличием дуги КЗ: световой поток, давление. Датчики соответствующих параметров вырабатывают дискретный сигнал, поступающий на вход «Дуговая защита» терминала. Для повышения надежности и отстройки от ложных срабатываний может быть введен дополнительный контроль по току. Срабатывание защиты произойдет при одновременном наличии дискретного сигнала от датчиков и превышении входным током значения уставки $I_{КОНТР}$. В случае задания режима «с контролем по току» при отсутствии тока приход сигнала на вход «Дуговая защита» более чем через 0,25 с. вызовет сигнализацию неисправности цепей дуговой защиты с соответствующей индикацией. После этого действие дуговой защиты на отключение запрещается до снятия сигнала с входа.

Автоматическая частотная разгрузка (АЧР) и частотное автоматическое повторное включение (ЧАПВ). Собственно функции АЧР или ЧАПВ в терминалах не предусмотрены. Возможно только исполнение команд автоматической частотной разгрузки АЧР и последующего частотного автоматического включения ЧАПВ, поступающих от внешних устройств. Предусмотрена работа ЧАПВ в двух режимах – «внутреннем» и «внешнем». При «внешнем» ЧАПВ включение линии после АЧР произойдет после подачи внешнего сигнала на дискретный вход ЧАПВ, а при «внутреннем» – после снятия сигнала АЧР. Пояснение принципа работы по входам АЧР и ЧАПВ приведено на рис. 2.4.

Для исключения большой нагрузки на аккумуляторную батарею при одновременном включении нескольких выключателей от ЧАПВ после АЧР предусмотрена возможность ввода программируемого времени задержки включения после прихода сигнала ЧАПВ (снятия сигнала АЧР – при «внутреннем» ЧАПВ).



а) Принцип работы АЧР и ЧАПВ при «внешнем режиме ЧАПВ»



б) Принцип работы АЧР и ЧАПВ при «внутреннем режиме ЧАПВ»

Рис. 2.4. Принцип работы АЧР и ЧАПВ.

Защита минимального напряжения (ЗМН). Защита контролирует три линейных напряжения и срабатывает при одновременном снижении всех трех контролируемых напряжений. В различных исполнениях защита имеет от одной до трех ступеней. Сигнал срабатывания защиты может использоваться при организации автоматического ввода резерва. Использование ЗМН в системе защиты двигателей приведено в разделе 4.4.

Автоматический ввод резерва (АВР). Функция АВР введена в терминалы «Сириус-2-В», «Сириус-2-С» и «Сириус-2-ТН». Возможен АВР включением секционного выключателя (рис. 2.5,а) или включением выключателя резервного источника питания (рис.2.5,б).

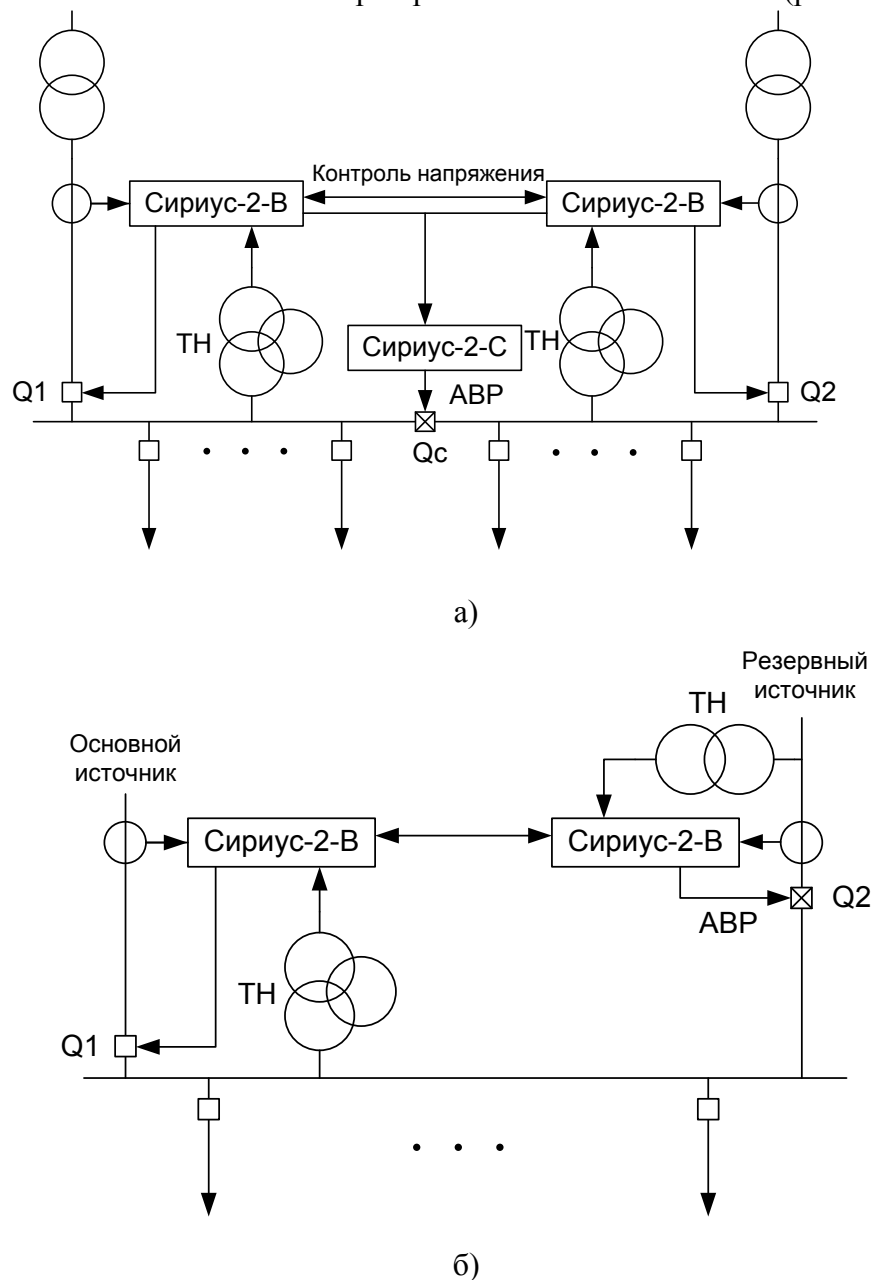


Рис. 3.5. Варианты выполнения АВР: а – АВР секционного выключателя, б – АВР резервного источника питания

Условиями срабатывания АВР и включения выключателя резервного питания являются:

- потеря напряжения на шине, резервирование питания которой выполняет АВР;
- отключение вводного выключателя, через который подавалось питание на обесточенную шину
- наличие напряжения на шине, от которой АВР восстанавливает питание;
- отсутствие сигнала блокировки АВР.

Выполнение приведенных условий контролируется путем организации взаимодействия терминалов, включенных на питающих присоединениях и присоединении, от которого восстанавливается питание действием АВР. Терминалы имеют уставку «Функция АВР», которая задается при конфигурировании терминала и может принимать одно из трех значений: «Вход», «Выход» и «Отключено». Уставка «Отключено» выводит АВР из действия и далее не рассматривается. Уставка «Выход» обеспечивает появление дискретного

сигнала на выходе терминала в условиях, когда необходимо действие АВР, а уставка «Вход» обеспечивает прием внешнего дискретного сигнала и включение выключателя от АВР при выполнении всех условий срабатывания АВР. На рис. 3.5,а уставка терминалов «Сириус-2-В» задана в положении «Выход», а терминала «Сириус-2-С» в положении «Вход». На рис. 3.5,б уставка терминала «Сириус-2-В» в цепи основного питания в положении «Выход», а в цепи резервного питания в положении «Вход».

Терминалы, имеющие функцию АВР, снабжены блоком контроля напряжения. На рис. 3.5,а терминалы «Сириус-2-В» контролируют напряжение на секциях шин I и II, а на рис. 3.5,б – на источниках основного и резервного питания. Потеря питания от основного источника может сопровождаться отключением выключателя Q1 (или Q2 по рис. 3.5,а) в цепи основного питания, например, вследствие срабатывания защит трансформатора, или без его отключения – отключение предыдущих элементов в цепи питания. При потере питания с сохранением включенного состояния выключателя Q1 (на рис. 3.5,а в качестве примера рассматривается потеря питания секции I) срабатывает ЗМН и отключает выключатель Q1. В итоге, контролируется потеря напряжения на шине основного питания, наличие напряжения на шине резервного питания, а также отключается вводной выключатель в цепи основного питания, если он ранее не был отключен внешними защитами, т.е. проверяются все условия срабатывания АВР.

Срабатывание АВР может быть заблокировано по условию срабатывания защит своего терминала или при поступлении внешнего сигнала блокировки. Сигнал блокировки АВР вырабатывается при срабатывании максимальной токовой защиты, логической защиты шин, защиты от обрыва фазы, дуговой защиты шин, отключении по цепям УРОВ, внешнего отключения с запретом АВР, срабатывания защиты шин. Это препятствует подключению поврежденной секции к исправному источнику питания и полному обесточиванию подстанции. АВР будет заблокировано при наличии сигнала блокировки АВР от программируемых входов, а также при выведенной функции оперативного управления «АВР» на лицевой панели терминала. При конфигурировании терминала соответствующей уставкой может быть заблокировано срабатывание АВР при наличии напряжения нулевой последовательности в момент, предшествующий выдаче команды на отключение.

В некоторых схемах распределительных устройств подстанции могут возникать проблемы организации контроля напряжения в связи с отсутствием измерительных трансформаторов напряжения в необходимых узлах сети. При наличии на подстанции трансформатора собственных нужд (ТСН) возможен контроль напряжения от указанного трансформатора. Подключение терминала к ТСН проводится через внешний делитель напряжения в составе предназначенного для этих целей устройства «Орион-ДН», которое согласует уровень напряжения на выходе ТСН с напряжением, требуемым для подключения терминалов типа «Сириус-2».

Автоматическое восстановление нормального режима (ВНР) после АВР. Исходный, имевшийся до действия АВР, режим может быть восстановлен, если в цепи основного источника питания напряжение восстановилось. При этом, производится обратное переключение: отключается выключатель в цепи резервного питания (например, секционный) и включается выключатель в цепи основного питания (например, вводной).

ВНР может работать только после срабатывания АВР. После любого оперативного переключения выключателя алгоритм ВНР заблокирован. Критерием пуска алгоритма ВНР является восстановление напряжения до выключателя в цепи основного питания.

Предусмотрено два варианта работы ВНР – с перерывом или без перерыва питания потребителей. В первом случае вначале отключается выключатель в цепи резервного питания и, после проверки его состояния от реле положения включено, включается выключатель в цепи основного питания. Во втором случае предусмотрена кратковременная параллельная работа двух источников питания: вначале включается выключатель в цепи основного питания и затем отключается выключатель в цепи резервного питания.

Время обесточивания потребителей или параллельной работы двух источников питания при ВНР, а также выдержка времени перед пуском алгоритма ВНР после восстановления напряжения на вводе от основного источника задается уставками.

Выбор текущего набора уставок. В ряде терминалов предусмотрен ввод двух наборов уставок, в состав которых входят как сами уставки защит, так и программные переключатели, задающие режим работы устройств защиты и автоматики. Это позволяет адаптировать функции терминала и конкретные значения уставок под текущий режим работы защищаемого объекта. Предусмотрена возможность «горячей» смены уставок, что позволяет более гибко адаптировать защиты к изменению режимов сети. Выбор активного набора уставок производится с помощью сигнала, подаваемого от внешнего источника. Номер активного набора уставок контролируется на индикаторе терминала.

Программируемые реле. Для повышения универсальности терминала предусмотрены специальные программируемые реле (до семи реле), которые можно программно подключать к одной из внутренних точек функциональной логической схемы любого устройства защиты или автоматики в составе терминала. При этом можно получить новые релейные выходы или просто размножить количество выходных контактов уже имеющихся реле. Возможные точки подключения программируемого реле к функциональной логической схеме фиксированы, число точек достаточно велико и не ограничивает возможности применения программируемых реле.

Программируемые реле имеют задаваемые уставками задержки на срабатывание и возврат и могут работать: без фиксации в следящем режиме; с фиксацией – с памятью до сброса памяти (аналог «указательного реле»), в импульсном режиме, длительность импульса равна 1 с.

3. Расчеты токовых защит сетевых объектов

3.1 Общие положения

Защищаемым объектом является фрагмент сети: воздушная или кабельная линия (рис. 3.1,а), трансформатор (рис. 3.1,б), блок «линия-трансформатор» без выключателя трансформатора на стороне ВН (рис. 3.1,в), сборные шины низкого напряжения (рис. 3.1,г). Защиты двигателей рассмотрены отдельно в главе 4.

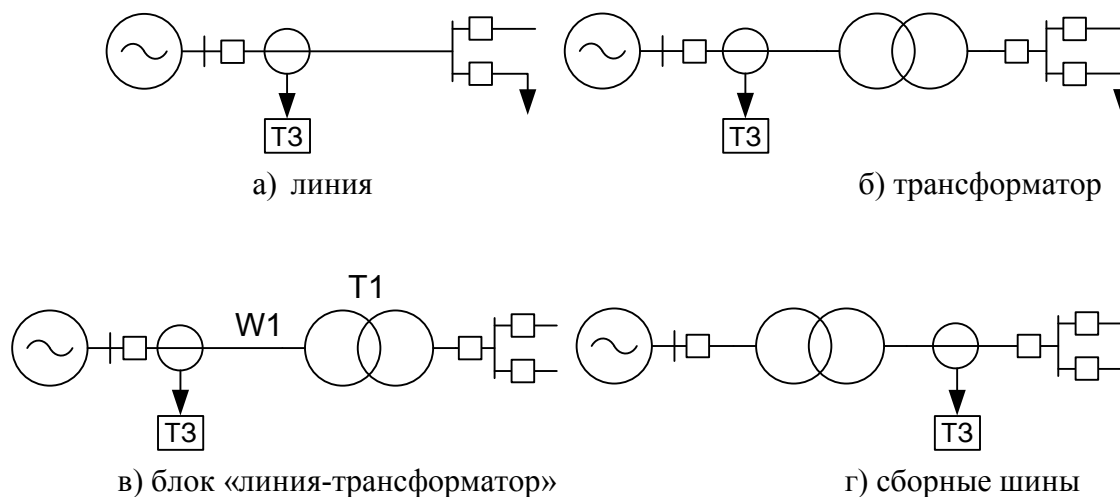


Рис.3.1. Варианты защищаемых объектов

Кроме собственно защищаемого объекта, в пределах которого токовая защита выполняет функции основной защиты, в зону действия могут входить смежные элементы сети, для которых защита выполняет функции дальнего резервирования. В зону резервного действия входят (рис. 3.2) смежные линии и трансформаторы, включенные на противоположном конце защищаемой линии или на отпайке.

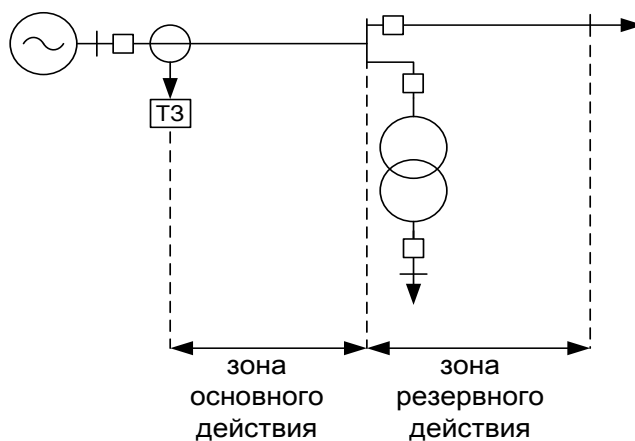


Рис.3.2. Зоны действия токовой защиты

В качестве защиты объектов сети 6 ÷ 35 кВ от междуфазных КЗ в основном используются токовые защиты, контролирующие фазные токи. Часто токовые защиты традиционного аналогового исполнения выполнены одноступенчатыми с током срабатывания, отстроенным от нагрузочных режимов: максимальная токовая защита (МТЗ). Иногда МТЗ (III ступень) дополняется отсечкой без выдержки времени (I ступень) и редко отсечкой с выдержкой времени (II ступень). Микропроцессорные терминалы содержат до четырех ступеней, в связи с чем, при проектировании должен решаться вопрос о числе ступеней, которые целесообразно использовать в каждом конкретном случае.

Четвертая ступень в терминалах «Сириус-2» выполняет функцию т.н. «адресного» отключения присоединения в случае перегрузки сети токами нагрузки. При обнаружении перегрузки ступень дает сигнал диспетчеру и, если перегрузка не устранена на длительном интервале времени, измеряемом минутами, проводит отключение присоединения. Четвертая ступень не является защитой от КЗ и далее не рассматривается.

Расчет каждой $n^{\text{ой}}$ ступени токовой защиты включает: определение тока срабатывания $I_{\text{с.з.}}^n$, времени срабатывания $t_{\text{с.з.}}^n$ и коэффициента чувствительности $k_{\text{ч}}^n$, где n – номер ступени от 1 до 3. Для первой ступени (отсечки) при использовании ее для защиты линий взамен коэффициента чувствительности может использоваться защитоспособность $l_{\text{отс}}$ – доля защищаемая отсечкой линии.

Первичный ток срабатывания $n^{\text{ой}}$ ступени выбирается из условия отстройки от расчетного тока:

$$I_{\text{с.з.}}^n = K_{\text{отс}}^n \cdot I_{\text{рз}}^n \quad (3.1)$$

где $K_{\text{отс}}^n$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{рз}}^n$ – максимальный ток в защите в расчетном режиме работы сети.

Расчетный режим сети для каждой ступени индивидуален. При поиске расчетного режима, приводящего к максимальному току в защите, часто рассматривают несколько возможных режимов, выбирая расчетный по максимуму тока срабатывания $I_{\text{с.з.}}^n$. Требуемые анализа режимы работы сети и условия их возникновения приведены в разделах главы, посвященных отдельным ступеням.

В терминале защиты задается ток срабатывания реле тока. Термин «реле тока» следует понимать условно, т.к. в терминале собственно реле отсутствует, а его функции выполняет соответствующий фрагмент программного обеспечения. Вторичный ток срабатывания ступени – ток срабатывания реле тока определяется по выражению:

$$I_{\text{с.р}} = \frac{K_{\text{сх}} I_{\text{с.з.}}}{K_I} \quad (3.2)$$

где K_I – коэффициент трансформации трансформаторов тока;

$K_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы, учитывающий схему сборки трансформаторов ка: $K_{\text{сх}} = 1$ для схемы «звезда» и $K_{\text{сх}} = \sqrt{3}$ – для схемы «треугольник».

Эффективность защиты оценивается по коэффициенту чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ,реле}}}{I_{\text{с.р}}} \quad (3.3)$$

где $I_{\text{КЗ,реле}}$ – ток в реле при КЗ в расчетной точке;

$I_{\text{с.р.}}$ – ток срабатывания реле.

Микропроцессорные терминалы контролируют три входных тока, поступающих от трансформаторов тока, а в алгоритме реле тока используется максимальный из входных токов. Для расчета по (3.3) следует определить токи на выходе из схемы сборки трансформаторов тока, максимальный из которых и подставить в (3.3). При схеме сборки трансформаторов тока «неполная звезда» ток третьей фазы «восстанавливается» в алгоритме реле тока, в связи с чем схему следует рассматривать как «полная звезда» с контролем всех фазных токов. Рассматриваются все виды КЗ и сочетания поврежденных фаз во всех расчетных точках, причем режим сети выбирается из условия получения минимального коэффициента чувствительности.

Минимальное значение коэффициента чувствительности позволяет принять решение о возможности применения токовой защиты и числе ее ступеней. В случае, когда не удастся выполнить требования по чувствительности третьей ступени, необходимо использование более чувствительной дистанционной защиты. В терминалы серии «Сириус-2» дистанционные защиты не входят и далее не рассматриваются. Первую ступень – отсечку без выдержки времени – следует включать в состав защиты, если она способна обнаружить КЗ хотя бы в ограниченной зоне в наиболее благоприятных условиях. Оценка такой способности может проводиться по коэффициенту чувствительности при трехфазном КЗ в ближайшей к месту включения защиты точке или, что более правильно при защите линий - по защитоспособно-

сти. Отсечку с выдержкой времени – вторую ступень – целесообразно использовать, если она имеет защищаемую зону, превышающую зону действия первой ступени.

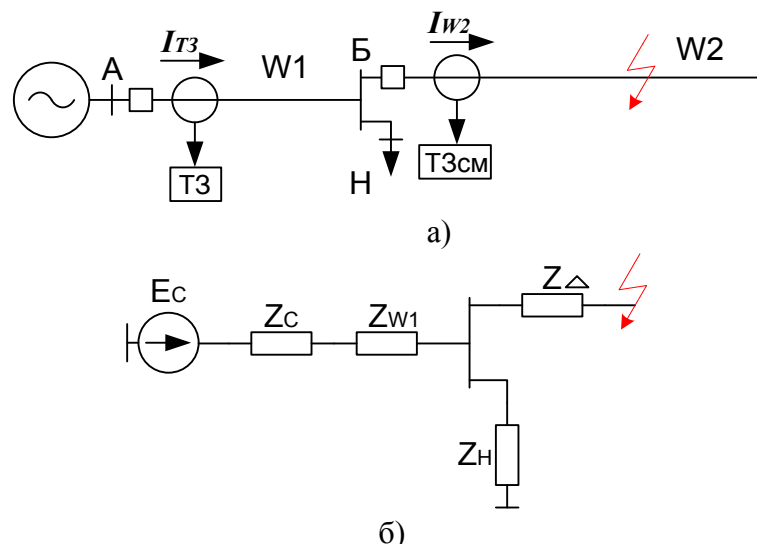


Рис. 3.3. Учет нагрузочной составляющей в токе КЗ: а – схема сети; б – схема замещения

Указанные в формулах (3.1) и (3.3) токи в защите часто определяются при внешних КЗ на смежных с защищаемым присоединениях (рис.3.3). В сетях рассматриваемого класса нагрузка незначительно электрически удалена от места включения защиты. Поэтому, ток в защите должен рассчитываться с учетом нагрузочной составляющей тока, проходящего в нагрузку Н в условиях КЗ. При проведении расчетов с использованием программного обеспечения следует обратить внимание на корректность заложенной в алгоритмы методики учета нагрузочной составляющей в токах КЗ. В ручных расчетах часто нагрузочную составляющую не учитывают, т.е. считают, что до момента возникновения КЗ сеть находилась в режиме холостого хода, что может приводить к заметным погрешностям, как отмечено в главе 1.

Учет нагрузочной составляющей должен проводиться по схеме замещения с учетом сопротивления нагрузки. Для приведенной на рис. 3.3,а схемы сети проводится расчет тока $I_{ТЗ}$ в месте включения защиты ТЗ с учетом нагрузочной составляющей. Схема замещения приведена на рис.3.3,б. Точка КЗ расположена на смежном присоединении, электрически удаленном от шин подстанции Б на сопротивление Z_{Δ} . Значение сопротивления Z_{Δ} определяется положением точки КЗ. Возможны следующие варианты. Точка КЗ расположена в конце смежного элемента: $Z_{\Delta} = Z_{эл}$, где $Z_{эл}$ - сопротивление смежного элемента: линии (на рис. 3.3,а это W2) или трансформатора. Точка КЗ расположена в конце зоны действия селективной отсечки смежной линии, т.е. в пределах линии W2: $Z_{\Delta} = Z_{уд} \cdot l_{отс.см}$ где $Z_{уд}$ – удельное сопротивление линии [Ом/км], $l_{отс.см}$ – защищаемая отсечкой зона [км]. Расчетное выражение для определения значения $l_{отс.см}$ приведено ниже в разделе, посвященном расчетам отсечки.

Более сложно расчет Z_{Δ} проводится при расположении точки КЗ в конце зоны действия МТЗ смежной линии, имеющей ток срабатывания $I_{МТЗ.см}$. В этом случае сопротивление Z_{Δ} является фиктивным. Фиктивное сопротивление Z_{Δ} носит индуктивный характер, что соответствует характеру сопротивления в петле КЗ. Вывод формулы для корректного расчета значения Z_{Δ} приведен в приложении 1. Приближенная оценка Z_{Δ} может быть проведена по упрощенной формуле:

$$Z_{\Delta} = \frac{K_{п} E_c}{I_{МТЗ.см}} \quad (3.4, а)$$

где E_c – фазное напряжение сети;
 $K_{п}$ – поправочный коэффициент.

Отношение $\frac{E_c}{I_{MT3,CM}}$ правильно определяет значение Z_{Δ} только при условии, что в

случае КЗ в точке K_1 напряжение на шинах подстанции Б равно ЭДС системы, т.е. без учета падения напряжения в сопротивлении системы Z_c и линии Z_{w1} , принимая указанные сопротивления равными нулю. Поправочный коэффициент K_{Π} несколько снижает погрешность. На первом шаге расчетов проводится начальная оценка значения $Z_{\Delta,нач}$ по формуле (3.4,а), в которой принимается $K_{\Pi} = 1,0$. Далее, определяется значение поправочного коэффициента по соотношению

$$K_{\Pi} = \frac{Z_{\Delta,нач}}{Z_{\Delta,нач} + Z_{w1} + Z_c}, \quad (3.4, б)$$

в котором $Z_{\Delta,нач}$ – действительная, а Z_{w1} и Z_c – комплексные переменные. Окончательное значение Z_{Δ} определяется по (3.4) с учетом поправочного коэффициента.

3.2 Отсечка без выдержки времени (I ступень)

Расчет тока срабатывания $I_{с.з}^I$ отсечки по выражению (3.1) проводится по условиям отстройки от следующих режимов:

- отстройка от максимальных токов при внешних трехфазных КЗ на удаленном конце защищаемого присоединения: $I_{расч} = I_{КЗ}^{(3)}$;
- отстройка от броска тока намагничивания трансформаторов (БНТ), подключенных к защищаемой линии: $I_{расч} = I_{БНТ}$.

Положение точки КЗ при отстройке от внешних КЗ: для линий электропередачи (рис. 3.1,а) – КЗ на противоположном конце линии, для трансформатора (рис. 3.1,б) и блока линия-трансформатор (рис. 3.1,г) – КЗ на стороне НН трансформатора. При наличии трансформаторной отпайки на ВЛ отсечка также отстраивается от КЗ за трансформатором отпайки. Значение коэффициента отстройки с учетом эффективного подавления апериодической составляющей тока КЗ в алгоритме реле тока составляет $K_{отс} = 1,2$. Рассматривается режим сети, приводящий к максимальному току в защите. Расчетный режим характеризуется следующими условиями:

- минимальное сопротивление питающей системы;
- при установке защиты на одной из параллельных линий вторая ВЛ отключена;
- внешние параллельные ВЛ находятся в режиме параллельной работы;
- для схем по рис. 3.1,б рис. 3.1,г на трансформаторах отпайка РПН находится в крайнем положении, обеспечивающем его минимальное сопротивление.

Максимальный бросок тока намагничивания возникает в начальный момент времени при подаче напряжения на трансформатор и может достигать значений $I_{БНТ} = 5 \div 6 \cdot I_{ном.тр}$. Наихудший случай, приводящий к максимальному БНТ через защиту – успешное АПВ линии, когда все трансформаторы, получающие от нее питание, одновременно оказываются в режиме броска тока намагничивания. Полный ток в защите равен сумме токов всех трансформаторов, в том числе трансформаторов, подключенных на противоположном конце линии, на отпайках ВЛ при их наличии, а также трансформаторов на смежных линиях, питаемых от защищаемой.

В алгоритмах микропроцессорных защит до сравнения с уставкой мгновенные значения тока проходят предварительную обработку по алгоритму Фурье, который обладает свойствами частотной фильтрации. Форма тока при БНТ сильно отличается от синусоидальной и содержит заметные апериодическую и высокочастотные составляющие, ослабляемые алгоритмом Фурье. С учетом этого, при отстройке от БНТ в выражении (3.1) значение коэффициента отстройки принимается $K_{отс} = 2,5 \div 3,0$, а расчетный ток – сумма номинальных токов трансформаторов $I_{расч} = \sum I_{ном.тр}$. При необходимости снижения расчетного тока может быть введена задержка срабатывания отсечки на время, порядка 0,1 с. За это время значения тока БНТ заметно снижаются и коэффициент отстройки может быть принят $K_{отс} = 1,2$.

Ток срабатывания защиты выбирается максимальным из двух рассмотренных расчетных условий.

Если на ВЛ имеются отпайки на трансформаторы, защищаемые плавкими предохранителями, дополнительно к указанным условиям проверяется согласование отсечки с параметрами предохранителей из условия обеспечения селективности отсечки при КЗ на отпайке. В случае КЗ в трансформаторе или на его выводах со стороны НН должно быть обеспечено отключение трансформатора предохранителем с сохранением питания ВЛ. Время срабатывания защиты, не имеющей выдержки времени, определяется инерцией измерительных органов защиты. Микропроцессорные измерительные органы имеют весьма незначительную инерцию на уровне $1 \div 2$ периода промышленной частоты, что меньше времени плавления вставки предохранителя, в связи с чем отсечка без выдержки времени сработает неселективно при КЗ в трансформаторе. Полное время неселективного отключения выключателя ВЛ складывается из инерции защиты и времени отключения выключателя и составляет порядка 0,1 с. Если вставка предохранителя за это время успела расплавиться, то неселективное срабатывание отсечки будет исправлено последующим АПВ выключателя линии. При отсутствии АПВ в отсечку вводится задержка, перекрывающая время плавления вставки. При наличии АПВ линии проводится согласование отсечки с параметрами предохранителя в следующем порядке:

- проверяется возможность срабатывания отсечки при КЗ в трансформаторе отпайки по коэффициенту чувствительности $K_{\text{ч}}$ при трехфазном КЗ на вводе трансформатора со стороны ВН или защитоспособности отсечки $l_{\text{отс}}$ – доли линии, защищаемой отсечкой. Рассматривается режим работы сети, приводящий к максимальному току через защиту. Если $K_{\text{ч}} < 1$ или трансформатор удален на расстояние, превышающее $l_{\text{отс}}$, отсечка не срабатывает и согласование не требуется;
- при необходимости согласования, рассчитывается время плавления $t_{\text{пл}}$ вставки предохранителя при токе $I_{\text{пл}} = 0,8I_{\text{с.з}}^I$. Коэффициент 0,8 учитывает допустимый разброс время-токовых характеристик плавких предохранителей;
- если $t_{\text{пл}} \leq 0,1$ с. вставка предохранителя успеет расплавиться до отключения ВЛ, коррекция параметров отсечки не требуется;
- если $t_{\text{пл}} > 0,1$ с., то следует либо ввести выдержку времени, перекрывающую полученное значение $t_{\text{пл}}$, либо увеличить ток срабатывания $I_{\text{с.з}}^I$ до значения, при котором время плавления вставки удовлетворит условию $t_{\text{пл}} \leq 0,1$ с.

Эффективность отсечки может оцениваться коэффициентом чувствительности или защитоспособностью. Применительно к воздушным или кабельным линиям (рис.3.1,а) целесообразно использовать защитоспособность $l_{\text{отс}}$ – доля линии, защищаемая отсечкой. При $l_{\text{отс}} \leq 0$ отсечка не используется. Отсечка входит в состав терминала микропроцессорной защиты, поэтому ввод ее в действие целесообразен, если она имеет ненулевую защитоспособность хотя бы в каких-то режимах работы защищаемой сети. Для принятия решения о вводе отсечки в работу рассчитывается ее защитоспособность $l_{\text{отс}}$ в режимах, приводящих к максимальному току через защиту.

Схема сети для расчета защитоспособности приведена на рис. 3.4.

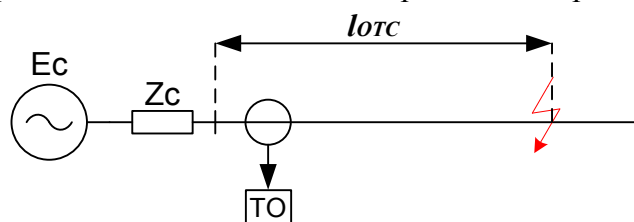


Рис.3.4. Защитоспособность отсечки

Для КЗ на границе зоны действия отсечки справедливо равенство:

$$\frac{E_c}{Z_c + Z_{\text{уд}} \cdot l_{\text{отс}}} = I_{\text{с.з}}^I$$

где E_c – ЭДС системы, равная фазному напряжению питающей сети;
 Z_c – эквивалентное минимальное сопротивление системы «за спиной», включающее сопротивление питающей системы и предыдущих линий;
 $Z_{уд}$ – удельное сопротивление защищаемой линии.

Из приведенного соотношения получаем формулу для расчета защитоспособности:

$$l_{отс} = \frac{E_c - Z_c \cdot I_{с.з}^I}{Z_{уд} \cdot I_{с.з}^I} \quad (3.5)$$

В (3.5) берутся модули сопротивлений Z_c и $Z_{уд}$. Взамен (3.5) можно провести расчет коэффициента чувствительности $K_{\text{ч}}$ при трехфазном КЗ в начале защищаемой линии, в случае $K_{\text{ч}} > 1,0$ отсечка устанавливается.

При использовании отсечки в качестве основной защиты трансформатора по рис. 3.1,б (отсутствует дифференциальная защита трансформатора) должно быть обеспечено значение коэффициента чувствительности к КЗ на вводе со стороны ВН $K_{\text{ч}} \geq 2,0$. Определяется минимальное значение коэффициента чувствительности при двухфазном КЗ в режиме работы сети с максимальным сопротивлением системы.

Оценка эффективности отсечки блока линия-трансформатор (рис. 3.1,г) имеет особенности. Поскольку ток срабатывания выбирается по условию отстройки от КЗ за трансформатором на стороне НН, она может оказаться чувствительной к КЗ на стороне ВН трансформатора и включать в защищаемую зону всю ВЛ. В этом случае отсутствует необходимость установки отсечки с выдержкой времени (второй ступени токовой защиты). Вторая ступень не потребуется, если минимальное значение коэффициента чувствительности при двухфазном КЗ на удаленном конце ВЛ $K_{\text{ч}} \geq 2,0$.

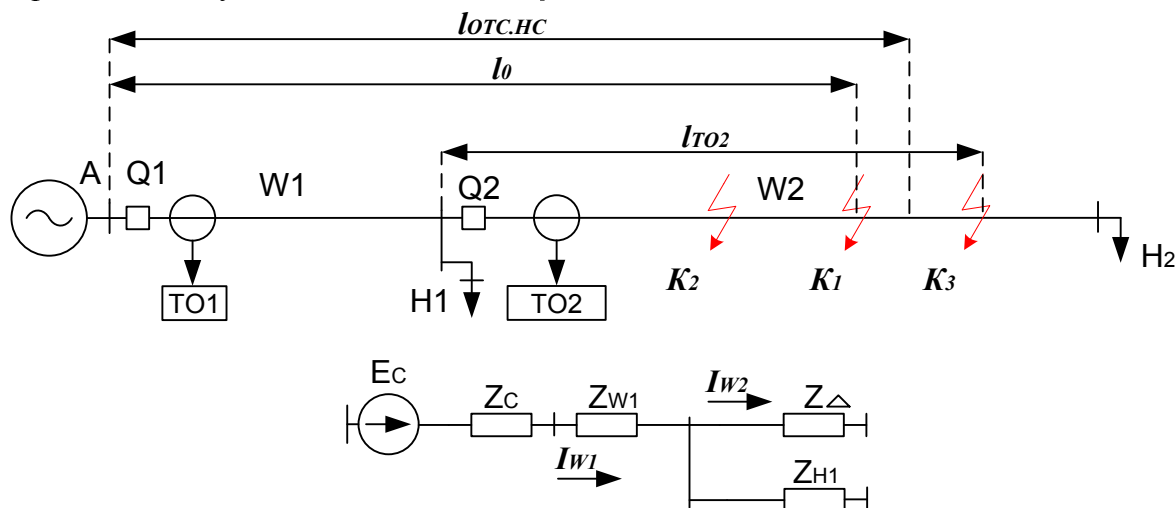


Рис. 3.5. Неселективная токовая отсечка

В некоторых случаях к защите цепочки ВЛ (рис. 3.5) может выдвигаться требование отключения без выдержки времени трехфазных КЗ на головных участках цепочки. Такое требование может выдвигаться, исходя из условий обеспечения синхронной работы генераторов, предотвращения выпадения из синхронизма синхронных двигателей, обеспечения термической стойкости проводников, прежде всего кабелей и т.п. Корректная оценка возможности нарушения синхронной работы машин должна проводиться на основании расчетов электромеханических переходных процессов, связанных с начальным торможением при снижении напряжения из-за КЗ и последующим втягиванием в синхронизм после восстановления питания.

Приближенная, косвенная оценка может проводиться на основании расчета остаточного напряжения $U_{ост.А}$ на шинах питающей подстанции при наиболее неблагоприятных трехфазных КЗ. На рис.3.5 положение точки K_1 ограничивает зону l_0 . При трехфазных КЗ в пределах зоны l_0 остаточное напряжение меньше требуемого значения $U_{ост.А} \leq K_{U_{ост}} \cdot U_{ном}$, где $K_{U_{ост}}$ – доля допустимого остаточного напряжения. Из условий обеспечения синхронной

работы генераторов можно принять $K_{U_{ост}} = 0,6$. Для синхронных двигателей достаточно ограничиться значением $K_{U_{ост}} = 0,5$. Зона l_0 должна защищаться быстродействующей защитой без выдержки времени. Если зона действия селективной отсечки ТО1 меньше требуемой зоны l_0 , используется *неселективная отсечка*, у которой зона действия $I_{отс.нс}$ перекрывает требуемую зону l_0 с коэффициентом чувствительности $K_{ч,доп}$.

Неселективная отсечка может излишне срабатывать при внешних КЗ на смежной линии (например, точка K_2 на рис. 3.5). Исправление неселективного действия выполняется поочередным АПВ. Принцип действия поочередного АПВ заключен в следующем. При КЗ в точке K_2 одновременно срабатывают токовые отсечки ТО1 и ТО2. Время срабатывания АПВ линии W1 выбирается с меньшей выдержкой времени, чем АПВ линии W2 и срабатывает первым. При этом, выключатель Q2 пока не включен и АПВ будет успешным. Далее отсечка ТО1 выводится из действия на время АПВ смежного выключателя Q2. При неуспешном АПВ выключатель Q2 будет повторно отключен отсечкой ТО2, при этом выключатель Q1 останется включенным, т.к. отсечка ТО1 выведена из действия. Далее отсечка ТО1 возвращается в действие.

Таким образом, применение неселективной отсечки требует использования поочередного АПВ и наличия отсечки без выдержки времени на смежной линии. Если на смежной линии отсечка по каким-то причинам не может быть установлена, не удастся обеспечить корректную работу неселективной отсечки защищаемой линии. Частичным решением проблемы может быть допуск излишнего срабатывания неселективной отсечки в случае неуспешного АПВ на внешнее КЗ или автоматический переход на уставки селективной отсечки в режиме АПВ. Следует учесть, что в последнем случае при неуспешном АПВ повторное КЗ вне зоны действия селективной отсечки будет отключаться с выдержкой времени.

При КЗ на границе зоны l_0 достаточно обеспечить коэффициент чувствительности неселективной отсечки на уровне $K_{ч,доп} = 1,1$. Не следует стремиться к повышенным значениям коэффициента чувствительности неселективной отсечки, поскольку это неоправданно расширит зону ее неселективного действия. Указанное значение $K_{ч,доп} = 1,1$ перекрывает возможные аппаратные погрешности работы защиты, обусловленные погрешностями, прежде всего, трансформаторов тока. Погрешности реле тока для микропроцессорных защит незначительны и в рассматриваемом случае несущественны. Коэффициент чувствительности определяется при металлическом КЗ. В случае КЗ через переходное сопротивление ток КЗ меньше и отсечка с малым коэффициентом чувствительности может отказать. Однако, из-за переходного сопротивления в точке КЗ остаточное напряжение на шинах $U_{ост.А}$ будет выше, срабатывание отсечки без выдержки времени не требуется, а КЗ будет отключено старшими ступенями с выдержкой времени, имеющими более высокую чувствительность.

Проверка необходимости использования неселективной отсечки проводится в следующем порядке:

- определяется зона l_0 , в пределах которой трехфазные КЗ приводят к $U_{ост.А} \leq K_{U_{ост}} \cdot U_{ном}$;
- рассчитывается коэффициент чувствительности отсечки на границе зоны l_0 . При $K_{ч,доп}$ селективная отсечка сохраняется, в противном случае рассчитывается ток срабатывания неселективной отсечки $I_{отс.нс}$;
- ток срабатывания неселективной отсечки $I_{отс.нс}$ определяется из заданного коэффициента чувствительности на границе зоны l_0 по выражению:

$$I_{отс.нс} = K_{ч,доп} \cdot I^{(3)} \quad (3.6)$$

где $I^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ на границе зоны l_0 .

В частном, но весьма распространенном случае установки токовой отсечки на одиночной линии (рис.3.5), по приведенной методике можно получить (см. Приложение III) простую расчетную формулу для тока срабатывания неселективной отсечки:

$$I_{\text{отс.нс}} = \frac{U_{\text{ном}}(1 - K_{U_{\text{отс}}})}{K_{\text{ч.доп}} Z_c} \quad (3.7)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное фазное напряжение защищаемой линии;

Z_c – эквивалентное сопротивление системы «за спиной», включающее сопротивление питающей системы и сопротивления предыдущих линий.

В (3.7) значение Z_c должно быть максимально возможным, исходя из реальных режимов работы питающей сети.

Полученное по (3.6) или (3.7) значение тока срабатывания неселективной отсечки следует сравнить с током срабатывания селективной отсечки, полученной по выражению (3.1). В случае выполнения неравенства $I_{\text{отс.нс}} < I_{\text{с.з}}^I$ необходимо использование неселективной отсечки с выбранным током срабатывания, в противном случае селективная отсечка обеспечивает отключения КЗ в требуемой зоне l_0 .

При выборе тока срабатывания неселективной отсечки, наряду с условиями, задаваемыми выражениями (3.6) или (3.7), проверяется соблюдение следующих дополнительных условий:

- отстройка от суммарного броска тока намагничивания всех трансформаторов, попавших в зону действия неселективной отсечки;
- отстройка от трехфазных КЗ на стороне НН всех трансформаторов, попавших в зону действия неселективной отсечки. При этом, принимается положение отпайки РПН трансформаторов, при котором сопротивление трансформатора минимально;
- при наличии на ВЛ отпайки на трансформаторы, защищаемые плавкими предохранителями, согласование отсечки с параметрами предохранителя, как это сделано для селективной отсечки.

Нарушение любого из приведенных условий приведет к неселективному действию отсечки, которое не удастся исправить последующим АПВ. Полноценное решение проблемы может заключаться в использовании более совершенной дистанционной защиты.

Наличие неселективной отсечки может потребовать коррекции тока срабатывания смежных защит. Поскольку зона действия неселективной отсечки выходит за пределы защищаемой линии, необходимо проверить согласование зон действия смежных отсечек $l_{\text{отс.нс}}$ и $l_{\text{ТО2}}$: зона $l_{\text{отс.нс}}$ не должна выходить за пределы зоны $l_{\text{ТО2}}$, как это показано на рис. 3.5. Согласование выполнено при условии:

$$I_{\text{ТО2}} \leq \frac{I_{\text{отс.нс}}}{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{т}}} \quad (3.8)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, $K_{\text{отс}} = 1,1$;

$K_{\text{т}}$ – коэффициент токораспределения;

$I_{\text{ТО2}}$ – ток срабатывания отсечки смежной линии.

При наличии нескольких линий, отходящих от шин противоположной подстанции условие (3.8) проверяется для каждой из них.

Коэффициент токораспределения $K_{\text{т}} = \frac{I_{\text{W1}}}{I_{\text{W2}}}$ равен отношению токов в защищаемой

линии I_{W1} и смежной I_{W2} линии при КЗ на границе зоны действия отсечки ТО2 в точке КЗ, электрически удаленной от шин противоположной подстанции на сопротивление Z_{Δ} согласно схеме замещения рис. 3.5. Рассматривается режим с реально возможной минимальной нагрузкой Н1, т.е. в пределе $K_{\text{т}} = 1$. Если в нагрузке Н1 имеется значительная доля двигателей, подпитывающих точку КЗ в начальный момент времени, то расчет значения $K_{\text{т}}$ должен приводиться по уточненной схеме замещения, в которой эквивалентная двигательная нагрузка выделена отдельной цепочкой, включающей сопротивление эквивалентного двигателя и его ЭДС. Поскольку подпитка от двигателей, увеличивая ток I_{W2} , увеличивает и коэффициент токораспределения, а в формулу (3.8) ставится максимальное значение $K_{\text{т}}$, то рассматривается режим с максимально отключенным числом двигателей.

При нарушении условия (3.8) уточняется ток срабатывания отсечки смежного участка I_{TO2} . Расчет проводится по формуле (3.8), в которой от неравенства переходят к равенству правой и левой частей. Отсечка TO2 тоже становится неселективной и ее, в свою очередь, следует согласовать с отсечкой следующего смежного участка.

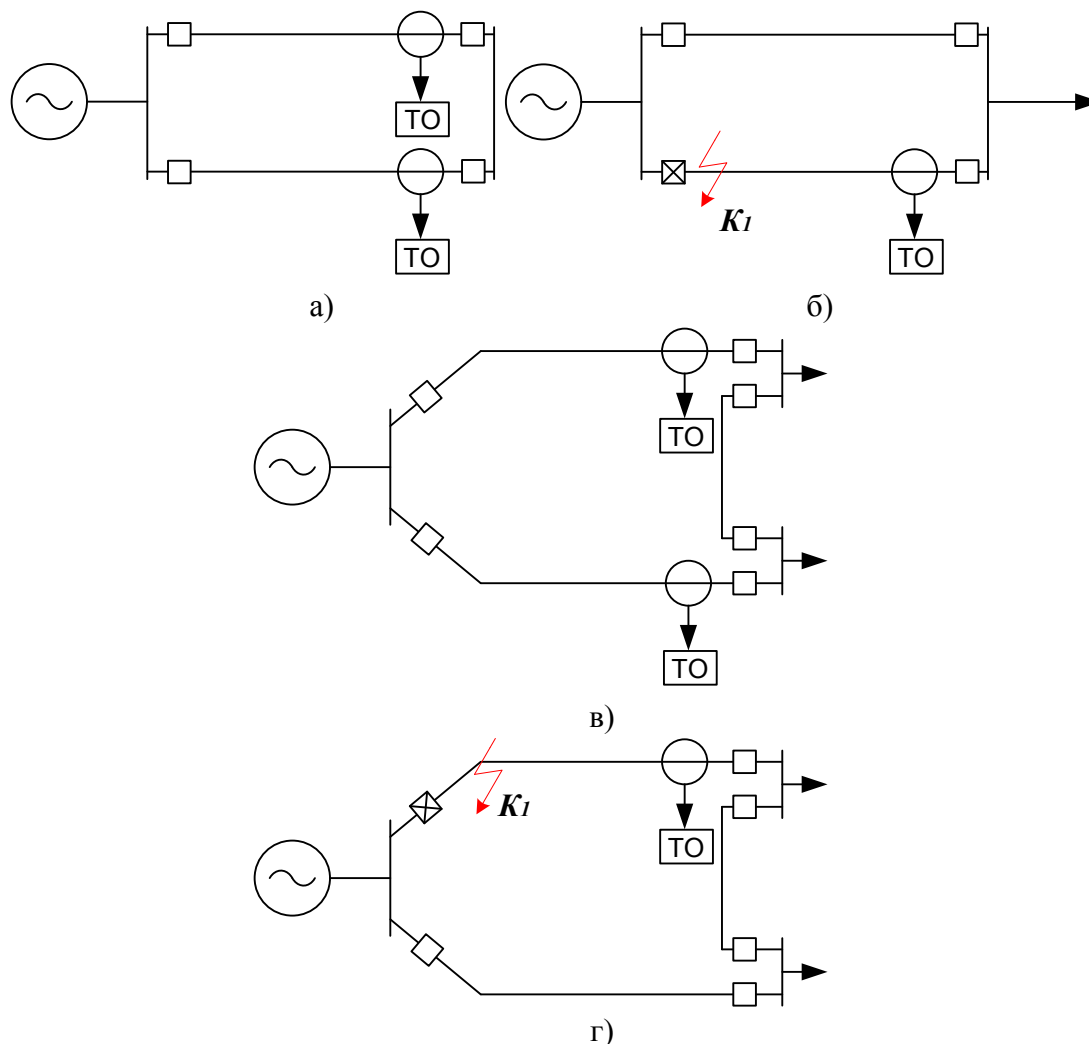


Рис. 3.6. Направленная токовая отсечка

На приемных концах параллельных линий (рис. 3.6,а) или головных участках кольцевой линии (рис. 3.6,в) защита состоит из одной ступени - отсечки без выдержки времени, действие которой контролируется реле направления мощности, имеющего характеристику срабатывания направленную в сторону защищаемых линий.

Ток срабатывания отсечки отстраивается от тока в линии $I_{\text{раб.макс}}$, проходящего в максимальном нагрузочном режиме:

$$I_{\text{с.з}}^I = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{раб.макс}}}{K_{\text{в}}} \quad (3.9)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, $K_{\text{отс}} = 1,3$;

$K_{\text{в}}$ – коэффициент возврата, $K_{\text{в}} = 0,95$.

Коэффициент возврата в формуле (3.9) учитывает, что реле тока должно вернуться в несработавшее состояние после его срабатывания при внешних КЗ «за спиной» действия отсечки. Отстройка по (3.9) позволяет исключить ложные срабатывания защиты из-за неверного действия реле направления мощности при потере напряжения подводимого к реле, например, в случае обрыва вторичных цепей. При этом, увеличение тока нагрузки в режиме самозапуска двигателей допустимо не учитывать в силу незначительной вероятности наложения самозапуска на обрыв цепей напряжения. Максимальный рабочий ток в выражении (3.9) определяется для схемы рис. 3.6,а в режиме отключения одной из

параллельных линий, а в схеме рис. 3.6,в – в режиме разрыва кольца при отключении одной из линий головного участка.

Коэффициент чувствительности проверяется по двухфазному КЗ в конце линии в режиме, когда со стороны питания линия уже отключена, как показано на рисунках 3.6,б и 3.6,г. Минимальное значение коэффициента чувствительности $K_{\text{ч}} = 2,0$. При получении больших значений $K_{\text{ч}}$ рекомендуется его ограничить, увеличив ток срабатывания $I_{\text{с.з}}^I = I_{\text{К1}}^2 / 2,0$, где $I_{\text{К1}}^2$ – ток двухфазного КЗ в точке К₁.

3.3 Отсечка с выдержкой времени (II ступень)

Отсечка с выдержкой времени предназначена для ускоренного по сравнению с МТЗ отключения коротких замыканий на удаленном конце защищаемого объекта, когда отсечка мгновенного действия уже не чувствительна.

Зона действия отсечки выходит за пределы защищаемого объекта и должна быть согласована с зонами действия быстродействующих защит смежных присоединений. Согласование зон действия осуществляется соответствующим выбором тока срабатывания отсечки $I_{\text{с.з}}^{II}$. Время срабатывания выбирается на ступень селективности Δt больше, чем время срабатывания защит, с которыми проводилось согласование зоны действия. Для микропроцессорных защит, имеющих незначительные погрешности выдержки времени, обычно принимают $\Delta t = 0,3$ с., что меньше значения, принятого для аналоговых защит.

На рис. 3.7 приведен фрагмент сети, иллюстрирующий расчет тока срабатывания отсечки с выдержкой времени - II ступени. Для согласования зоны действия рассчитываемой ступени с быстродействующими защитами смежных присоединений ток срабатывания $I_{\text{с.з}}^{II}$:

- отстраивается от трехфазного КЗ на стороне НН трансформатора – точка К₁ вне зоны действия ДЗТ:

$$I_{\text{с.з}}^{II} \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{Т1}} \cdot I_{\text{К1}}^{(3)} \quad (3.10)$$

- отстраивается от конца зоны действия отсечки без выдержки времени - первой ступени защиты смежной линии, точка К₂:

$$I_{\text{с.з}}^{II} \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{Т2}} \cdot I_{\text{с.з}}^I \quad (3.11)$$

В выражениях (3.10) и (3.11):

$K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, $K_{\text{отс}} = 1,2$;

$I_{\text{К1}}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ в точке К₁;

$I_{\text{с.з}}^I$ – ток срабатывания первой ступени смежной защиты;

$K_{\text{Т1}}, K_{\text{Т2}}$ – коэффициенты токораспределения при КЗ в точках К₁ и К₂.

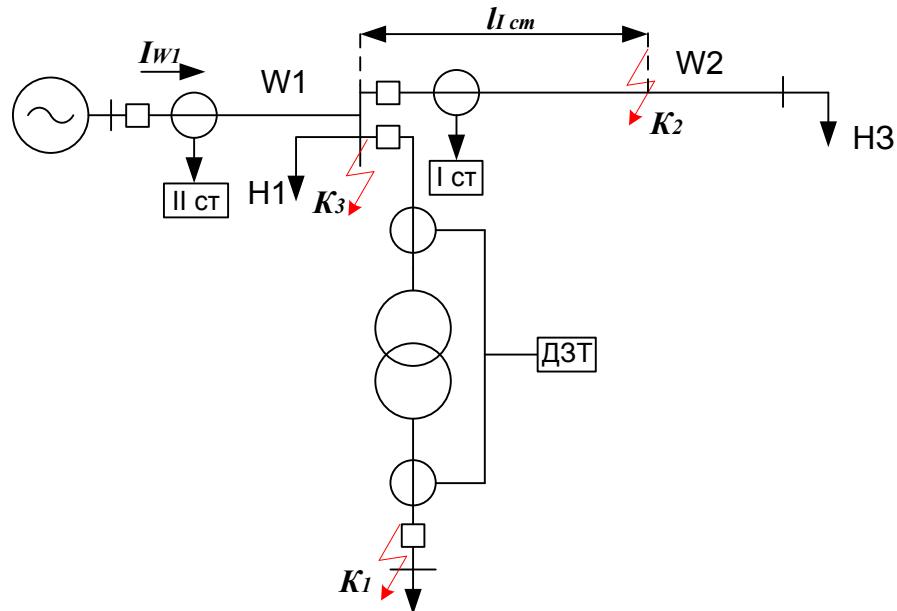


Рис. 3.7. Расчет отсечки с выдержкой времени: Пст. – вторая ступень, рассчитываемая отсечка; Iст. – первая ступень, отсечка без выдержки времени; ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора.

Коэффициент токораспределения равен отношению токов $K_T = \frac{I_{W1}}{I_{CM}}$ в защищаемой линии I_{W1} и смежном присоединении I_{CM} : в трансформаторе T для K_{T1} или линии $W2$ для K_{T2} . В случае, если на смежной линии отсечка без выдержки времени отсутствует, согласование по условию (3.11) проводится со второй ступенью (отсечкой с выдержкой времени). Следует иметь в виду, что время срабатывания в этом случае должно быть также согласовано с временем срабатывания второй ступени смежной защиты. При отсутствии на смежной линии отсечек и наличии только одной ступени – МТЗ, использование второй ступени на защищаемой линии не целесообразно.

При наличии на ВЛ трансформаторных отпайк необходимо согласование защиты линии с защитами трансформаторов. Если трансформаторы имеют дифференциальные токовые защиты, ток срабатывания отстраивается от КЗ на стороне НН трансформаторов по условию (3.10). При использовании в качестве основной защиты трансформатора отсечки мгновенного действия, ток срабатывания защиты линии согласуется с током срабатывания отсечки по условию (3.11). Если трансформаторы отпайки защищаются предохранителями, необходимо проверить согласование времени плавления вставки с выдержкой времени отсечки аналогично тому, как это сделано при расчетах отсечки без выдержки времени.

В защите трансформатора по рис. 3.1,б отсечка согласуется по току и времени срабатывания с наиболее быстродействующими защитами присоединений стороны НН трансформатора. Часто все или хотя бы одна защита присоединения стороны НН имеет только одну ступень – МТЗ. В этом случае использование второй ступени в составе защиты трансформатора не целесообразно.

Режим броска тока намагничивания трансформаторов при выборе тока срабатывания второй ступени не рассматривается, т.к. ступень имеет выдержку времени, по истечении которой бросок тока намагничивания становится недостаточным для ее срабатывания.

В защите блока «линия-трансформатор» (рис. 3.1,г) анализ целесообразности использования второй ступени проводится только в случае недостаточной чувствительности первой ступени (отсечки без выдержки времени) к двухфазным КЗ в конце защищаемой линии, поскольку вторая ступень может обеспечить защиту от таких КЗ с выдержкой времени, меньшей, чем МТЗ. Отстройка тока срабатывания второй ступени от КЗ на стороне НН по условию (3.10) не производится, поскольку это приведет к недостаточной чувствительности

к КЗ в конце линии, аналогично первой ступени. Взамен проводится согласование второй ступени с быстродействующими защитами присоединений стороны НН трансформатора аналогично рекомендациям, приведенным для схемы рис. 3.1,б. При этом предполагается, что трансформатор и шины стороны НН

Во всех вариантах отстройки от КЗ за трансформатором рассматривается режим работы трансформатора с положением рабочей отпайки РПН, обеспечивающем минимальное сопротивление трансформатора.

Оценка эффективности второй ступени по коэффициенту чувствительности может не проводиться. Для принятия решения о целесообразности ввода в действие второй ступени достаточно сопоставить ее ток срабатывания с током срабатывания быстродействующей первой ступени. Снижение тока срабатывания на 10÷15% подтверждает возможность более быстрого отключения КЗ в некоторой зоне за пределами зоны срабатывания отсечки без выдержки времени, что является достаточным доводом для ввода в действие второй ступени в составе терминала защиты. Дополнительно, чувствительность второй ступени может быть проверена по КЗ в наиболее удаленной точке в пределах защищаемого объекта: точка К₃ на рис. 3.7 или на стороне НН при выполнении защиты трансформатора по рис. 3.1,б. Требования на минимальное значение коэффициента чувствительности второй ступени при наличии МТЗ не предъявляются. При отсутствии первой ступени, например, по причине ее нулевой защитоспособности, следует оценить защитоспособность второй ступени I_0^I и ввести ее в действие при $I_0^I > 0$.

3.4 Примеры расчета отсечек

Все использованные в примерах токи в нагрузочных режимах и режимах КЗ получены по программе «ТКЗ-М», которая в режимах КЗ учитывает нагрузочные составляющие токов.

Пример 1. Расчет селективной отсечки без выдержки времени.

Схема сети приведена на рис. 3.8. Параметры сети: напряжение сети 10 кВ. Эквивалентная система задана ЭДС 11 кВ и реактивным сопротивлением в минимальном режиме 3 Ом и в максимальном – 1 Ом. Линии электропередачи W1 ÷ W2 имеют длину 10 км., линия W3 – 7 км., удельные сопротивления линий 0,1 + j0,4 Ом/км. Трансформаторы: Т1 напряжение 10/0,4 кВ, мощность 1,6 МВА; Т2 напряжение 10/0,4 кВ, мощность 0,63 МВА. Нагрузки: Н1 активная мощность 800 кВт $\cos \varphi = 0,8$; Н2 активная мощность 400 кВт $\cos \varphi = 0,8$.

Расчет отсечки ТО1. Отстройка от тока трехфазного КЗ в точке К₁. Режим сети, обеспечивающий максимальный ток в защите: линия W2 отключена, сопротивление системы минимально. Ток в линии W1 $I_{K1}^{(3)} = 1134$ А. По (3.1) имеем:

$$I_{TO1}^I \geq 1,2 \cdot 1134 = 1361 \text{ А}$$

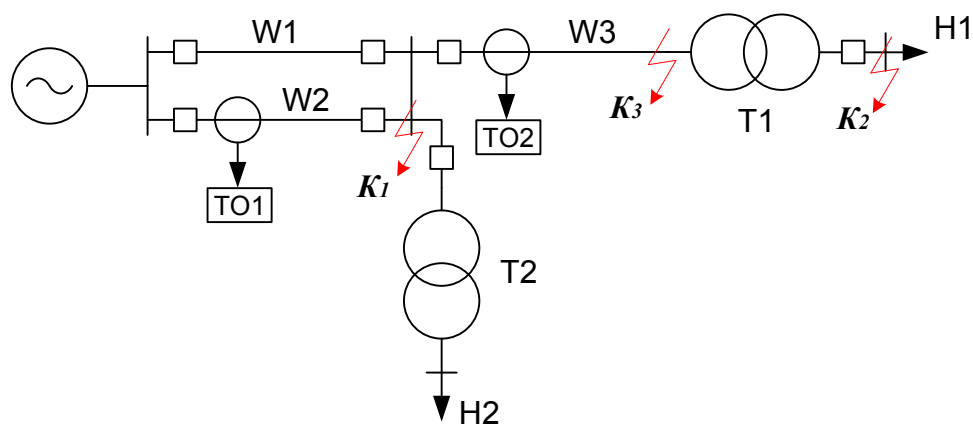


Рис. 3.8. Схема сети для примера 1.

Отстройка от суммарного броска тока намагничивания трансформаторов Т1 и Т2, проходящего через защиту при восстановлении питания от системы в режиме отключенной линии W2. Номинальные токи трансформаторов, соответствующие их мощности: $I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$ для трансформатора Т1: $I_{\text{ном.Т1}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10} = 92,5 \text{ А}$, для трансформатора

Т2: $I_{\text{ном.Т2}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36,5 \text{ А}$. По (3.1) имеем:

$$I_{\text{ТО1}}^I \geq 2,5 \cdot (92,5 + 36,5) = 322,5 \text{ А}.$$

Выбираем $I_{\text{ТО1}}^I = 1361 \text{ А}$.

Защитоспособность отсечки определяем по (3.5), подставляя модуль минимального сопротивления системы 1 Ом и модуль удельного сопротивления линии $\sqrt{0,1^2 + 0,4^2} = 0,41$.

$$l_{\text{ТО1}} = \frac{E_c - Z_c \cdot I_{\text{с.з}}^I}{Z_{\text{уд}} \cdot I_{\text{с.з}}^I} = \frac{10000 - 1 \cdot 1361}{0,41 \cdot 1361} = 7,9 \text{ км}.$$

Отсечка ТО1 имеет ненулевую защитоспособность и используется защите.

Расчет отсечки ТО2. Отстройка от тока трехфазного КЗ в точке К₂. Режим сети, обеспечивающий максимальный ток в защите: линии W1 и W2 на параллельной работе, сопротивление системы минимально. Ток в линии W3 $I_{\text{К2}}^{(3)} = 595 \text{ А}$. По (3.1) имеем:

$$I_{\text{ТО2}}^I \geq 1,2 \cdot 595 = 714 \text{ А}$$

Отстройка от броска тока намагничивания трансформатора Т2 при восстановлении питания, например, после успешного АПВ линии W3.

$$I_{\text{ТО2}}^I \geq 2,5 \cdot 36,5 = 91,3 \text{ А}$$

Выбираем $I_{\text{ТО1}}^I = 714 \text{ А}$.

Проверка чувствительности к двухфазному КЗ в конце линии, точка К₃. Режим сети, обеспечивающий минимальный ток в защите: линия W1 отключена, сопротивление системы максимально. Фазные токи в линии W3 при КЗ между фазами В и С: $I_A^{(2)} = 97 \text{ А}$, $I_B^{(2)} = 584 \text{ А}$, $I_C^{(2)} = 533 \text{ А}$. По максимальному фазному току определяем коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{584}{714} = 0,82 \text{ А}$$

Поскольку значение коэффициента чувствительности меньше допустимого $K_{\text{ч,доп}} = 2,0$, удаленный конец линии должна защищать МТЗ, имеющая достаточный коэффициент чувствительности.

Пример 2. Согласование отсечки с предохранителями.

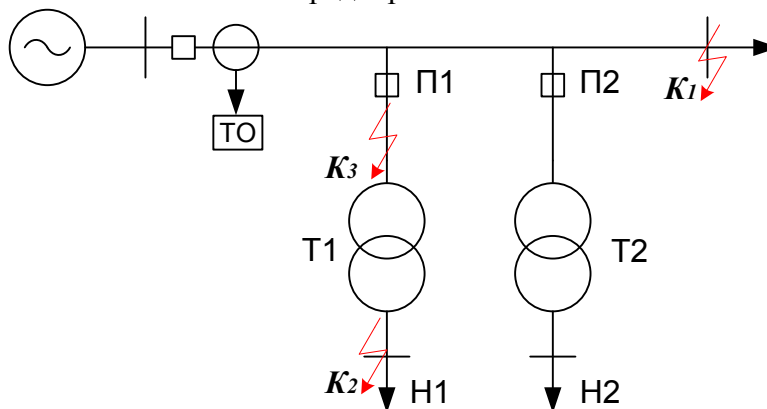


Рис. 3.9. Схема сети для примера 2.

Схема сети приведена на рис. 3.. Параметры сети: напряжение сети 10 кВ. Эквивалентная система задана ЭДС 11 кВ и реактивным сопротивлением в минимальном режиме 3

Ом и в максимальном – 1 Ом. Линия электропередачи W1 длиной 30 км., удельное сопротивление линии $0,1 + j0,4$ Ом/км. Трансформаторы отпайки удалены от питающего конца линии на 10 и 26 км. Трансформаторы T1 и T2: напряжение 10/0.4 кВ, мощность 0,63 МВА. Нагрузка: Н1 и Н2 активная мощность 400 кВт, $\cos \varphi = 0,8$. Трансформаторы защищены предохранителями типа ПТК, на линии предусмотрено АПВ.

Расчет отсечки ТО. Режим сети, обеспечивающий максимальный ток в защите: сопротивление системы минимально.

Отстройка от тока трехфазного КЗ в точке K₁. Ток в линии W1 $I_{K1}^{(3)} = 442$ А. По (3.1) имеем:

$$I_{TO}^I \geq 1,2 \cdot 442 = 530 \text{ А}$$

Отстройка от тока трехфазного КЗ в точке K₂. Ток в линии W1 $I_{K2}^{(3)} = 403$ А. По (3.1) имеем:

$$I_{TO}^I \geq 1,2 \cdot 403 = 484 \text{ А}$$

Отстройка от суммарного броска тока намагничивания трансформаторов T1 и T2 при восстановлении питания от системы, аналогично примеру 1:

$$I_{TO}^I \geq 2,5 \cdot (92,5 + 36,5) = 322,5 \text{ А}$$

Выбираем $I_{TO}^I = 530$ А.

Защитоспособность отсечки по (3.5):

$$l_{TO} = \frac{E_c - Z_c \cdot I_{c.з}^I}{Z_{уд} \cdot I_{c.з}^I} = \frac{10000}{0,41 \cdot 530} - 1 \cdot 530 = 24,2 \text{ км.}$$

В зону действия отсечки попал трансформатор T1. Номинальный ток $I_{пр}$ плавких предохранителей типа ПТК на стороне 10 кВ должен соответствовать минимальной мощности трансформатора:

$S_{ном}$ [МВ·А]	0,063	0,1	0,16	0,25	0,4	0,63
$I_{пр}$ [А]	10	16	20	31,5	50	80

На вводе трансформатора T1 установлен предохранитель ПТК с номинальным током 80 А. Определяем время плавления вставки при токе через предохранитель, соответствующем току срабатывания отсечки. При этом ток, проходящий через предохранитель, берем с коэффициентом 0.8, что учитывает разброс характеристик: $530 \cdot 0,8 = 424$ А. По времятоковой характеристике плавких предохранителей время плавления вставки $t_{пл} = 0,5$ с. Для исправления действием АПВ возможного неселективного срабатывания отсечки при КЗ в точке K₃ вводится выдержка времени срабатывания отсечки $t_{TO}^I = 0,5 - 0,1 = 0,4$ с., где время 0,1 с. учитывает время отключения выключателя линии.

Пример 3. Расчет неселективной отсечки.

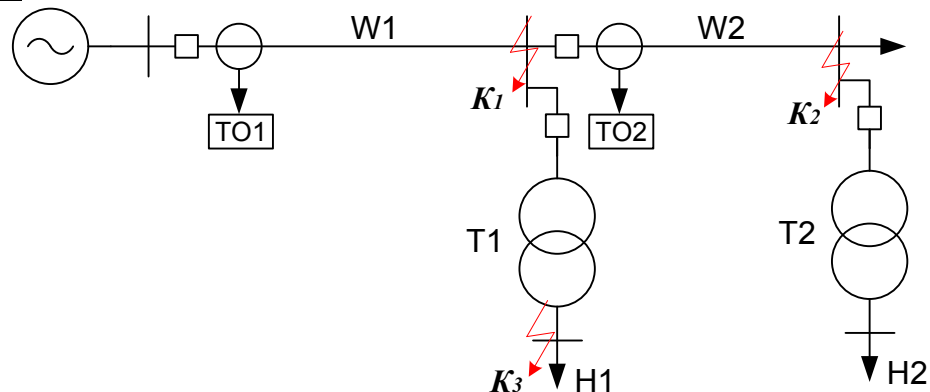


Рис. 3.10. Схема сети для примера 3.

Схема сети приведена на рис. 3.10. Параметры сети: напряжение сети 10 кВ. Эквивалентная система задана ЭДС 11 кВ и реактивным сопротивлением в минимальном режиме 3 Ом и в максимальном – 1 Ом. Линии электропередачи W1 и W2 длиной 20 км., удельные

сопротивления линии $0,1 + j0,4$ Ом/км. Трансформаторы: Т1 и Т2 напряжение 10/0,4 кВ, мощность Т1 1,6 МВ·А и Т2 0,63 МВ·А. Нагрузка: Н1 активная мощность 800 кВт, $\cos \varphi = 0,8$ и Н2 активная мощность 400 кВт, $\cos \varphi = 0,8$. По условию режима сети необходимо отключение трехфазных КЗ, при которых остаточное напряжение на шинах питающей подстанции составляет $U_{\text{ост}} = 0,6U_{\text{ном}}$.

Расчет селективной отсечки ТО1. Отстройка от тока трехфазного КЗ в точке К₁. Режим сети, обеспечивающий максимальный ток в защите: сопротивление системы минимально. Ток в линии W1 $I_{\text{К1}}^{(3)} = 626$ А. По (3.1) имеем:

$$I_{\text{ТО1}}^I \geq 1,2 \cdot 626 = 750 \text{ А.}$$

Отстройка от суммарного броска тока намагничивания трансформаторов Т1 и Т2, аналогично примеру 1:

$$I_{\text{ТО1}}^I \geq 2,5 \cdot (92,5 + 36,5) = 322,5 \text{ А.}$$

Выбираем $I_{\text{ТО1}}^I = 750$ А.

Расчет селективной отсечки ТО2. Отстройка от тока трехфазного КЗ в точке К₂. Режим сети, обеспечивающий максимальный ток в защите: сопротивление системы минимально. Ток в линии W3 $I_{\text{К2}}^{(3)} = 320$ А. По (3.1) имеем:

$$I_{\text{ТО2}}^I \geq 1,2 \cdot 320 = 384 \text{ А}$$

Отстройка от броска тока намагничивания трансформатора Т2 при восстановлении питания, например, после успешного АПВ линии W3.

$$I_{\text{ТО2}}^I \geq 2,5 \cdot 36,5 = 91,3 \text{ А}$$

Выбираем $I_{\text{ТО2}}^I = 384$ А.

Из условия отключения трехфазных КЗ, при которых остаточное напряжение на шинах питающей подстанции составляет $U_{\text{ост}} = 0,6$ по (3.7) имеем ток срабатывания неселективной отсечки:

$$I_{\text{отс.нс}} = \frac{U_{\text{ном}}(1 - K_{U_{\text{ост}}})}{K_{\text{ч,доп}} Z_c} = \frac{10000}{1,1 \cdot 3} \sqrt{3} (1 - 0,6) = 701 \text{ А.}$$

Полученное значение меньше тока срабатывания селективной отсечки, из чего следует необходимость установки на линии W1 неселективной отсечки с током срабатывания $I_{\text{ТО1.нс}}^I = 701$ А.

Поскольку в зону действия неселективной отсечки попал трансформатор Т1, проверяем отстройку отсечки от КЗ за трансформатором в точке К₃. Максимальный ток в защите при трехфазном КЗ в точке К₃ равен 449 А. Ток срабатывания должен быть больше значения $1,2 \cdot 449 = 539$ А, при принятом $I_{\text{ТО1.нс}}^I = 701$ А условие выполнено и отсечка отстроена от КЗ за трансформатором Т1.

Проверяем согласование отсечек ТО1 и ТО2. Согласно (3.8) для согласования отсечек необходимо выполнить условие:

$$I_{\text{ТО2}}^I \leq \frac{I_{\text{отс.нс}}}{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{Т}}} = \frac{701}{1,1 \cdot 341} = 598 \text{ А.}$$

Для принятого $I_{\text{ТО2}}^I = 384$ А условие выполнено, коррекция тока срабатывания отсечки ТО2 не требуется.

Примечание. В приведенном расчете соотношение токов $\frac{341}{320}$ определяет коэффициент токораспределения при КЗ в точке К₂, которая примерно соответствует КЗ в конце зоны действия отсечки ТО2. При приближении тока срабатывания $I_{\text{ТО2}}^I$ к значению по условию (3.8) следует проводить более точный расчет коэффициента токораспределения по приведенной выше методике.

3.5 Максимальная токовая защита (III ступень)

Ступень входит в состав токовой защиты всех объектов, приведенных на рис. 3.1, и выполняет функции защиты своего присоединения, а также резервной защиты смежных

присоединений. При наличии в составе защиты отсечек, имеющих достаточный коэффициент чувствительности при КЗ в пределах защищаемого присоединения, МТЗ выполняет функции ближнего резервирования, в противном случае – функции основной защиты присоединения, на котором она установлена.

Ток срабатывания МТЗ $I_{с.з}^{III}$ выбирается по следующим условиям:

- отстройка от максимального тока в защите с учетом самозапуска двигательной нагрузки после успешного АПВ защищаемого присоединения:

$$I_{с.з}^{III} \geq K_{отс} \cdot K_{сзап} \cdot I_{раб.макс} \quad (3.12)$$

- отстройка от максимального тока в защите с учетом самозапуска двигательной нагрузки после отключения внешнего КЗ:

$$I_{с.з}^{III} \geq K_{отс} \frac{K_{сзап} \cdot I_{раб.макс}}{K_B} \quad (3.13)$$

- согласование токов срабатывания МТЗ смежных присоединений.

$$I_{с.з}^{III} \geq K_{отс} \cdot K_T \cdot I_{с.з.см}^{III} \quad (3.14)$$

В выражениях (3.12) ÷ (3.14):

$K_{отс}$ – коэффициент отстройки, $K_{отс} = 1,2$;

K_B – коэффициент возврата реле тока, для микропроцессорных защит $K_B = 0,95$;

$K_{сзап}$ – коэффициент самозапуска, учитывающий возрастание тока при самозапуске двигательной нагрузки после восстановления питания;

$I_{раб.макс}$ – максимальный рабочий ток, проходящий по линии в рассматриваемом режиме;

$I_{с.з.см}^{III}$ – ток срабатывания МТЗ смежного присоединения;

K_T – коэффициент токораспределения.

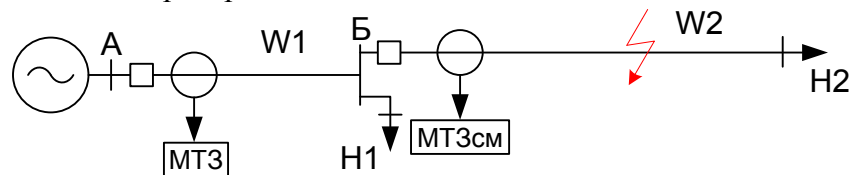


Рис.3.11. Расчет МТЗ

На рис. 3.11. приведен фрагмент сети, иллюстрирующий расчет тока срабатывания МТЗ головного участка линий. При расчете $I_{раб.макс}$ в выражении (3.12) рассматривается режим максимальной нагрузки сети, питаемой через защищаемое присоединение – сумма токов нагрузки Н1 и Н2. Как правило, режим соответствует одновременному максимуму нагрузки всех потребителей. Если максимумы нагрузок не совпадают по времени, нагрузки учитываются реальными значениями потребляемой мощности.

В выражении (3.13) учитывается нагрузка Н1, оставшаяся после отключения поврежденного присоединения – линии W2. Поскольку при внешнем КЗ реле тока оказывается в сработавшем состоянии, после отключения КЗ оно должно вернуться в исходное положение, что в выражении (3.13) учтено коэффициентом возврата.

Согласование по (3.14) токов срабатывания защит: проектируемой – на рис. 3.11 обозначено «МТЗ» и смежной – «МТЗ_{см}», позволяет обеспечить селективность при удаленных КЗ, когда смежная МТЗ_{см} находится по чувствительности на грани срабатывания.

Коэффициент токораспределения $K_T = \frac{I_{w1}}{I_{w2}}$ рассчитывается по токам в линиях W1

и W2 при КЗ на границе зоны срабатывания МТЗ_{см}. Электрическая удаленность точки КЗ от места включения МТЗ_{см} задается фиктивным сопротивлением Z_{Δ} , рассчитанным приближенно по выражению (3.4) или точно по выражению (П1.3). Рассматривается режим работы сети, приводящий к максимальному значению коэффициента токораспределения, что для сети рис. 3.8 соответствует максимальной нагрузке Н1. Следует отметить, что поскольку при КЗ на границе зоны срабатывания МТЗ_{см} ток в линии W2 равен току срабатывания: $I_{w2} = I_{с.з.см}^{III}$. Тогда выражение для коэффициента токораспределения записывается в виде: $K_T =$

$I_{w1} I_{w2} = I_{w1} I_{c.з.см.}^{III}$. Соотношение (3.14) приобретает вид $I_{c.з.}^{III} \geq K_{отс} \cdot K_T \cdot I_{c.з.см.}^{III} = K_{отс} \cdot I_{w1}$,

из чего следует, что по существу отстройка ведется от тока, проходящего в проектируемой МТЗ при КЗ в указанной точке.

В некоторых случаях [17, 18] весьма приближенно при расчете токов КЗ, необходимых для определения коэффициента токораспределения K_T , нагрузку в схеме замещения сети непосредственно не учитывают, т.е. задают режим холостого хода. Для схемы рис. 3.11 в этом случае получим $K_T = 1$. Нагрузка учитывается косвенно путем добавления к указанному в (3.13) току срабатывания смежной МТЗ $I_{c.з.см.}^{III}$ тока нагрузки Н1, соответствующего не режиму КЗ, а нагрузочному режиму. Такой метод учета нагрузочной составляющей может заметно увеличить ток срабатывания МТЗ. Селективность защиты будет обеспечена, но чувствительность занижена по сравнению с потенциально возможной.

Получаемые при этом погрешности иллюстрируются в примере 4.

Пример 4. Проводится расчет тока срабатывания МТЗ головного участка линий, приведенных на рис. 3.11. В примере рассматривается только расчетное условие (3.14).

Параметры сети:

- Сеть 10 кВ, ЭДС системы 10 кВ, сопротивление системы $Z_c = 0 + j1,0$ Ом;
- линия длиной 20 км, удельное сопротивление $Z_{уд} = 0,1 + j 0,4$ Ом/км, сопротивление линии $Z_{w1} = 2 + j8$ Ом
- ток срабатывания смежной МТЗ $I_{c.з.см.}^{III} = 150$ А;
- активная мощность нагрузки Н1 $P = 5$ МВт, $\cos \varphi = 1,0$;
- нагрузка Н2 отключена.

Ток нагрузки с учетом падения напряжения на сопротивлениях Z_c и Z_{w1} несколько меньше, чем ток, соответствующий мощности нагрузки, и равен $I_H = 243$ А, сопротивление нагрузки $Z_H = 20 + j0$ Ом.

Расчет с учетом нагрузочной составляющей в режиме КЗ, равной полному току нагрузки.

В соответствии с рекомендациями [17, 18] в выражении (3.14) дополнительно учитывается ток нагрузки Н1, равный 243 А.

$$I_{c.з.}^{III} = 1,2 \cdot 150 + 243 = 471 \text{ А.}$$

Расчет с учетом реальной нагрузочной составляющей в режиме КЗ.

Приближенный расчет фиктивного сопротивления Z_{Δ} .

Проводим начальную оценку фиктивного сопротивления по (3.4,а):

$$Z_{\Delta,нач} = \frac{K_{п} E_c}{I_{МТЗ,см.}} = \frac{1,0 \cdot 10000}{150} \sqrt{3} = 38,5 \text{ Ом}$$

Поправочный коэффициент по (3.4,б):

$$K_{п} = \frac{Z_{\Delta,нач}}{Z_{\Delta,нач} + Z_{w1} + Z_c} = \frac{38,5}{38,5 + 2 + j8 + j1} = 0,81$$

и уточненное значение фиктивного сопротивления: $Z_{\Delta} = 0,81 \cdot 38,5 = 0,81 \cdot 38,5 = 31,2$ Ом.

При трехфазном КЗ, электрически удаленном на сопротивление $Z_{\Delta} = 0 + j31,2$ от шин подстанции Б ток в линии W1 равен $I_{w1} = 238$ А, а в фиктивном сопротивлении $I_{w2} = 128$ А.. Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{c.з.}^{III} = 1,2 \cdot 238 + 128 \cdot 150 = 334 \text{ А,}$$

что на 41% меньше полученного по рекомендациям [17, 18].

Отметим, что ток в фиктивном сопротивлении заметно меньше тока срабатывания МТЗ_{см}, что свидетельствует о существенной погрешности расчета значения фиктивного сопротивления по приближенной методике. Получаемая погрешность не приведет к потере селективности защиты, но снижает ее коэффициент чувствительности по отношению к потенциально достижимому.

Точный расчет фиктивного сопротивления Z_{Δ} .

Проводим расчет фиктивного сопротивления по (П1.3). Подставив активные и реактивные составляющие сопротивлений исходной схемы сети, получаем значения коэффициентов: $A = 565$, $B = 7200$, $C = -566798$. Из формулы (П1.3) определяем значение фиктивного сопротивления $Z_{\Delta} = 25,9 \text{ Ом}$.

При трехфазном КЗ, электрически удаленном на сопротивление $Z_{\Delta} = 0 + j25,9 \text{ Ом}$ от шин подстанции Б, ток в линии W1 равен $I_{w1} = 244 \text{ А}$, а в фиктивном сопротивлении $I_{w2} = 149 \text{ А}$ – практически совпадает с требуемым током срабатывания МТЗ_{СМ}. Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{с.з.}^{III} = K_{отс} \cdot K_T \cdot I_{с.з.см.}^{III} = 1,2 \cdot 244 \cdot 149 \cdot 150 = 293 \text{ А},$$

что на 61% меньше полученного по рекомендациям [17, 18].

Отметим, что в приведенных условиях ток в линии W1 в режиме КЗ оказался практически равным току в нагрузочном режиме. Такое соотношение токов может возникать и не должно вызывать недоумения. От шин подстанции Б токи проходят по двум контурам: ток 149 А на точку КЗ через сопротивление $Z_{\Delta} = 0 + j25,9 \text{ Ом}$ и ток 193 А в нагрузку Н1, имеющую сопротивление $Z_H = 20 + j0 \text{ Ом}$. Модули сопротивлений соизмеримы, а тип различен: активное сопротивление в нагрузке и индуктивное в направлении к точке КЗ. Фазы токов отличаются на 90^0 , поэтому их *векторное* сложение приводит к полученному результату. Точка КЗ, расположенная за фиктивным сопротивлением, в свою очередь является фиктивной и не соответствует никакой реальной точке в приведенной сети. Ее назначение – всего лишь обеспечить возможность моделирования нагрузочной составляющей в условиях КЗ, при котором МТЗ_{СМ} находится на грани срабатывания.

Вывод. Если определив выбор тока срабатывания расчетным условием является (3.14), и при этом получены не достаточные значения коэффициентов чувствительности, целесообразен расчет по уточненной методике, который позволяет повысить коэффициент чувствительности на десятки процентов по сравнению с приближенным расчетом по [17, 18].

Эффективность защиты оценивается коэффициентами чувствительности при КЗ в конце зоны основного действия $K_{ч.осн}$ – на удаленном конце защищаемого присоединения, и при КЗ конце зоны резервного действия $K_{ч.рез}$ – на удаленных концах всех смежных с защищаемым присоединениях, включая КЗ на стороне НН трансформаторов отпайки. Должны быть обеспечены минимальные значения $K_{ч.осн} \geq 1,5$ и $K_{ч.рез} \geq 1,2$ в наихудших режимах работы сети, приводящих к минимально возможным токам в защите при КЗ в расчетных точках. Рассматриваются двухфазные КЗ.

Значения коэффициентов чувствительности при фиксированной точке и виде КЗ могут отличаться для разных схем подключения реле тока к трансформаторам тока. На рис. 3.12 приведено сопоставление коэффициентов чувствительности схем «звезда» и «треугольник» при двухфазном КЗ между фазами В и С в точках K_1 и K_2 . Векторные диаграммы токов построены без учета нагрузочной составляющей в токе КЗ, что соответствует режиму холостого хода в предшествующем КЗ нагрузочном режиме. Значения токов приведены в условных относительных единицах [о.е.], позволяющих отобразить соотношение токов в разных реле защиты. С учетом коэффициента схемы в (3.2) ток срабатывания защиты со схемой «звезда» $I_{ср.у} = 1 \text{ о.е.}$ и со схемой «треугольник» $I_{ср.д} = \sqrt{3} \text{ о.е.}$ В микропроцессорных терминалах используется трехрелейная схема с контролем трех токов, поступающих с выхода схемы сборки трансформаторов тока, при этом, в случае подключения к схеме «неполная звезда», ток третьей фазы восстанавливается расчетным путем. Чувствительность трехрелейной схемы проверяется по реле с максимальным током.

При недостаточной чувствительности МТЗ в ее состав вводится пусковой орган напряжения (ПОН), обеспечивающий несрабатывание защиты в режимах повышенного тока при пуске и самозапуске двигательной нагрузки. При вводе ПОН в формулах (3.12) и (3.13) принимается значение коэффициента самозапуска $K_{сзап} = 1,0$.

Первичное напряжение срабатывания минимального реле напряжения, включенного на междуфазное напряжение $U_{сз.мф}$, выбирается из условий [19]:

- возврата реле после отключения внешнего КЗ:

$$U_{сз.мф} \leq \frac{U_{min}}{K_{отс}K_B} \quad (3.15)$$

- отстройки от напряжения самозапуска при включении от АПВ или АВР заторможенных двигателей нагрузки:

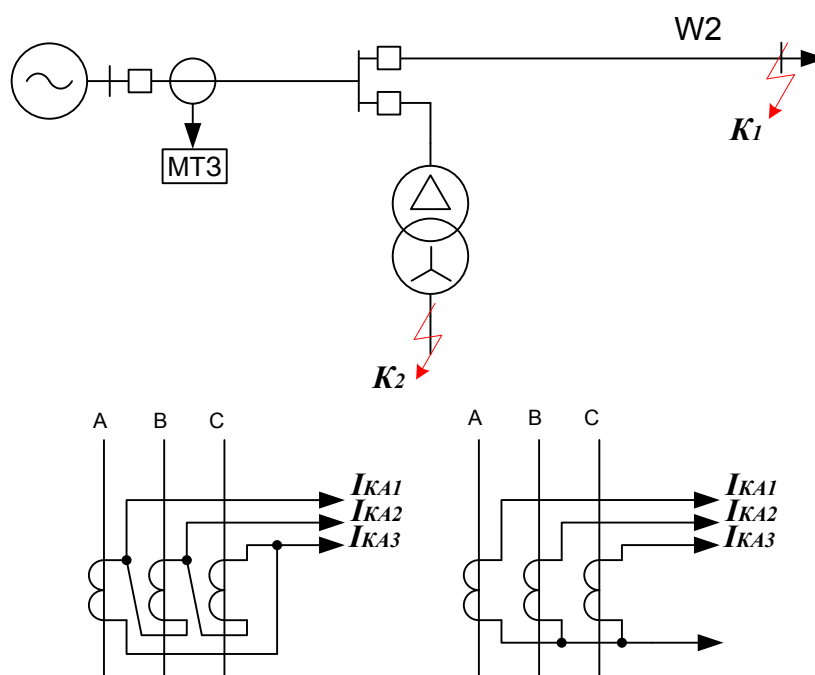
$$U_{сз.мф} \leq \frac{U_{зап}}{K_{отс}} \quad (3.16)$$

где U_{min} - минимальное напряжение в месте включения защиты в условиях самозапуска после отключения внешних КЗ, определяется расчетом, приближенно может быть принято $U_{min} = (0,85 \div 0,9)U_{ном}$;

$U_{зап}$ - минимальное напряжение в месте включения защиты в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки после АПВ или АВР, определяется расчетом, приближенно может быть принято $U_{зап} = 0,7U_{ном}$;

$K_{отс}$ - коэффициент отстройки, $K_{отс} = 1,1$;

K_B - коэффициент возврата, для микропроцессорных защит $K_B = 1,04$.



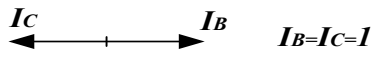
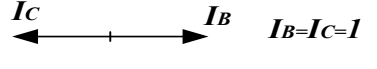
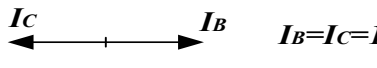


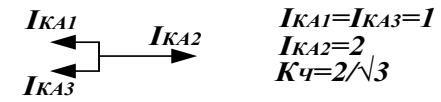



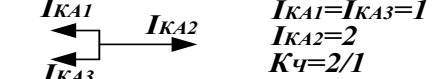
Векторная диаграмма	K ₁	K ₂
В точке КЗ	 $I_B = I_C = 1$	 $I_B = I_C = 1$
В месте вкл. МТЗ	 $I_B = I_C = 1$	 $I_A = I_C = 1$ $I_B = 2$
	 $I_{KA1} = I_{KA3} = 1$ $I_{KA2} = 2$ $K_q = 2/\sqrt{3}$	 $I_{KA2} = I_{KA1} = 3$ $K_q = 3/\sqrt{3}$
	 $I_{KA2} = I_{KA3} = 1$ $K_q = 1/1$	 $I_{KA1} = I_{KA3} = 1$ $I_{KA2} = 2$ $K_q = 2/1$

Рис.3.12. Коэффициенты чувствительности токовой защиты.

Первичное напряжение срабатывания максимального реле напряжения в составе комбинированного ПОН, включенного на напряжение обратной последовательности $U_{сз.2}$, выбирается из условий отстройки от небаланса в нагрузочном режиме:

$$U_{сз.2} = 0,06U_{ном} \quad (3.17)$$

Чувствительность минимального реле напряжения, включенного на междуфазное напряжение, проверяется по соотношению:

- при отсутствии в ПОН контроля напряжения обратной последовательности:

$$K_{ч.мф} = \frac{U_{сз.мф}}{U_{з.мах}} \quad (3.18, а)$$

- при наличии комбинированного ПОН с контролем напряжения обратной последовательности:

$$K_{ч.мф} = \frac{U_{сз.мф} \cdot K_B}{U_{з.мах}} \quad (3.18, б)$$

Чувствительность максимального реле напряжения, включенного на напряжение обратной последовательности:

$$K_{ч.2} = \frac{U_{2.min}}{U_{сз.2}} \quad (3.19)$$

В формулах (3.17) ÷ (3.19):

$U_{з.мах}$ – первичное междуфазное напряжение в защите (остаточное напряжение) при КЗ в расчетной точке в режимах работы сети, обеспечивающих максимальное значение напряжения;

$U_{2.min}$ – первичное напряжение обратной последовательности в защите при двухфазных КЗ в расчетной точке в режимах работы сети, обеспечивающих минимальное значение напряжения.

Расчетные точки КЗ и требования на минимально допустимые значения коэффициента чувствительности – те же, что и при расчете чувствительности по току. Выражение (3.18,б) используется при наличии комбинированного ПОН, причем значение $U_{з.мах}$ рассчитывается только при трехфазном КЗ, поскольку на двухфазные КЗ реагирует реле напряжения, включенное на обратную последовательность. Выражение (3.18,а) используется при отсутствии комбинированного ПОН, причем значение $U_{з.мах}$ рассчитывается при всех видах КЗ. В алгоритме ПОН выбирается минимальное значение из всех междуфазных напряжений, которое и следует использовать в (3.18,а).

Выдержка времени МТЗ $T_{уст}$ выбирается из условия согласования с временами срабатывания последних ступеней защит всех смежных (предыдущих) присоединений, более удаленных от источника питания, чем проектируемая защита. Расчет выдержки времени зависит от характера времятоковой характеристики согласуемых защит. Возможны независимые и зависимые характеристики с разными типами зависимости времени срабатывания от входного тока, глава 2, выражения (2.3)÷(2.5). Алгоритмом, реализующим зависимые характеристики, выбирается максимальное значение из токов, поступающих в терминал на выходе схемы сборки трансформаторов тока, поэтому при расчете времени срабатывания МТЗ в выражениях (2.3)÷(2.5) следует использовать максимальные значения токов.

Согласование независимых характеристик проводится по выражению:

$$T_{уст} = \max t_{пред,i} + \Delta t \quad (3.20)$$

где $\max t_{пред,i}$ – максимальное время срабатывания предыдущих защит;

Δt – степень селективности, для микропроцессорных защит $\Delta t = 0,3$ с.

Согласованные зависимые характеристики обеспечивают разницу во времени срабатывания согласуемых защит не менее ступени селективности Δt для любой точки внешнего КЗ в пределах зоны чувствительности проектируемой защиты. На рис. 3.13 приведен пример характеристик. Характеристика «1» смежной МТЗ задана. Правильно выбранная характеристика «2» проектируемой защиты, согласованная с «1», имеет на всем протяжении смежного участка удаление от характеристики «1» не менее Δt , в то время, как характеристика «3» имеет тенденцию к пересечению с характеристикой «1», что может привести к излишним срабатываниям. Целесообразно выбирать характеристику «2» эквидистантную характеристике «1», что обеспечит сохранение расстояния между характеристиками примерно равное заданному Δt во всей зоне действия МТЗ. Наилучшее удовлетворение этого условия достигается при использовании на смежных участках характеристик одного и того же вида.

Задача согласования характеристик формулируется следующим образом. Вид характеристики смежной защиты задан либо аналитически - при использовании микропроцессорной защиты, например, одним из соотношений (2.3)÷(2.5), либо графически - при использовании аналоговой защиты или установке предохранителя. Уставки смежной защиты по току $I_{уст,см}$ и времени $T_{уст,см}$ известны. В проектируемой защите известна уставка по току $I_{уст}$, требуется выбрать вид характеристики времени срабатывания и определить уставку по времени $T_{уст}$.

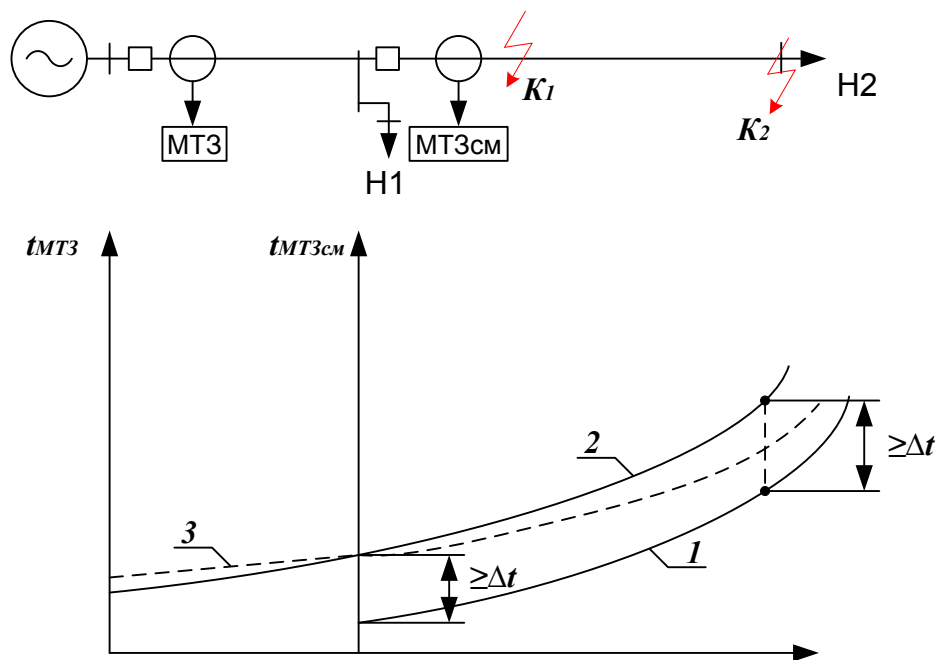


Рис. 3.13. Согласование характеристик выдержки времени.

Применительно к аналоговым защитам задача обычно решается графически с построением времятоковых характеристик в заданных диапазонах токов КЗ. При этом, естественно, появляются погрешности в построении графических зависимостей. В микропроцессорных защитах времятоковые характеристики заданы аналитически в виде формул, что позволяет получить аналитическое решение без использования графиков.

При решении задачи требуется определить токи в согласуемых защитах при КЗ в расчетных точках. Положение расчетных точек: начало - точка K_1 и конец - точка K_2 смежного участка. Следует подчеркнуть, что расчеты токов КЗ должны проводиться с учетом нагрузочных составляющих, поскольку в рассматриваемом случае высока вероятность неселективного действия защиты с уставками, выбранными без их учета. Полученные токи КЗ в проектируемой защите обозначены $I_{K1.MTЗ}$ и $I_{K2.MTЗ}$, в смежной защите $I_{K1.MTЗ.см}$ и $I_{K2.MTЗ.см}$.

Определяем время срабатывания смежной защиты при КЗ в точках K_1 и K_2 : $t_{K1.MTЗ.см}$ и $t_{K2.MTЗ.см}$. При известном аналитическом выражении времятоковой характеристики указанные времена определяются непосредственно по заданному выражению. Например, задана нормально инверсная времятоковая характеристика, описываемая выражением (2.3):

$$t_{cp} = \frac{\alpha \cdot T_{уст}}{\beta \left(\frac{I_{KЗ}}{I_{уст}} - 1 \right)},$$

в котором для нормально инверсной характеристики $\alpha = 0,14$; $\beta = 0,02$. Тогда:

$$t_{K1.MTЗ.см} = \frac{0,14 \cdot T_{уст.см}}{0,02 \left(\frac{I_{K1.MTЗ.см}}{I_{уст.см}} - 1 \right)},$$

$$t_{K2.MT3.CM} = \frac{0,14 \cdot T_{уст.CM}}{I_{K2.MT3.CM} I_{уст.CM} - 1}.$$

При графическом задании времятоковой характеристики указанные времена определяются из графика по известным значениям $I_{K1.MT3.CM}$ и $I_{K2.MT3.CM}$. При согласовании с предохранителем токи КЗ берутся на 20% меньше для учета допустимой погрешности характеристики предохранителя.

Определяем требуемое время срабатывания проектируемой защиты при КЗ в точках K_1 и K_2 :

$$t_{K1.MT3} = t_{K1.MT3.CM} + \Delta t$$

$$t_{K2.MT3} = t_{K2.MT3.CM} + \Delta t$$

При наличии в смежной защите нормально инверсной характеристики в проектируемой защите целесообразно использовать также нормально инверсную характеристику. Из аналитической записи характеристики получаем выражение для расчета уставки:

$$T_{уст} = \frac{t_{cp} \cdot I_{K3}^\beta I_{уст} - 1}{\alpha} \quad (3.21)$$

Требуемые времена срабатывания $t_{K1.MT3}$ и $t_{K2.MT3}$ будут обеспечены, если:

$$T_{уст.1} \geq \frac{t_{K1.MT3} \cdot I_{K1.MT3} I_{уст} - 1}{0,14}$$

$$T_{уст.2} \geq \frac{t_{K2.MT3} \cdot I_{K2.MT3} I_{уст} - 1}{0,14}$$

Искомое значение уставки:

$$T_{уст} = \max(T_{уст.1}, T_{уст.2})$$

Если времятоковая характеристика смежной защиты задана графически, вид характеристики проектируемой защиты выбирается подбором из условия наилучшего приближения характеристик согласуемых защит. Приближение максимально при условии наименьшей разницы уставок $T_{уст.1}$ и $T_{уст.2}$, т.е. $\min|T_{уст.1} - T_{уст.2}|$. В списке заложенных в терминалы «Сириус-2» характеристик включены и те, которые приближены к характеристикам аналоговых реле РТ-80, РТВ-I, РТВ-IV. При использовании реле указанного типа в составе смежной защиты подбор характеристики не требуется.

Пример 5. Расчет уставки времени срабатывания зависимой времятоковой характеристики МТЗ по условию согласования с характеристикой МТЗ_{СМ}.

Схема сети приведена на рис. 3.13. Параметры сети: напряжение 10 кВ, ЭДС системы 11 кВ, сопротивление системы $Z_c = 0 + j1,0$ Ом; линии W1 длиной 50 км. и W2 длиной 15 км., удельное сопротивление линий $Z_{уд} = 0,1 + j 0,4$ Ом/км; нагрузка Н1: активная мощность $P = 5$ МВт, $\cos \varphi = 1,0$; первичные токи срабатывания смежной МТЗ $I_{с.з.СМ}^{III} = 80$ А и проектируемой МТЗ $I_{с.з.}^{III} = 120$ А; схемы подключения реле тока к трансформаторам тока в согласуемых защитах совпадают. Защита МТЗ_{СМ} выполнена на микропроцессорном терминале, задана нормально инверсная времятоковая характеристика с уставкой по времени $T_{уст.СМ} = 0,5$ с.

При трехфазном КЗ в начале смежной линии (в точке K_1) токи в защитах совпадают, т.к. остаточное напряжение на шинах равно нулю и ток в нагрузку Н1 не проходит: $I_{K1.MT3} = I_{K1.MT3.cm} = I_{K1} = 294$ А. При трехфазном КЗ в точке K_2 токи в защитах: $I_{K2.MT3} = 235$ А, $I_{K2.MT3.cm} = 211$ А.

Время срабатывания смежной защиты:

- при КЗ в точке K_1 :

$$t_{K1.MT3.cm} = \frac{0,14 \cdot 0,5}{294 \cdot \frac{120^{0,02} - 1}{80}} = 2,654 \text{ с.}$$

- при КЗ в точке K_2 :

$$t_{K2.MT3.cm} = \frac{0,14 \cdot 0,5}{211 \cdot \frac{120^{0,02} - 1}{80}} = 3,574 \text{ с.}$$

Требуемое время срабатывания проектируемой защиты при КЗ в точке K_1 :

$$t_{K1.MT3} = t_{K1.MT3.cm} + \Delta t = 2,65 + 0,3 = 2,95$$

будет обеспечено, если:

$$T_{уст} \geq \frac{2,95 \cdot 294 \cdot \frac{120^{0,02} - 1}{80}}{0,14} = 0,381 \text{ с.}$$

Требуемое время срабатывания проектируемой защиты при КЗ в точке K_2 :

$$t_{K2.MT3} = t_{K2.MT3.cm} + \Delta t = 3,57 + 0,3 = 3,87$$

будет обеспечено, если:

$$T_{уст} \geq \frac{3,87 \cdot 235 \cdot \frac{120^{0,02} - 1}{80}}{0,14} = 0,374 \text{ с.}$$

Искомое значение уставки: $T_{уст} = 0,38$ с.

Пример 6. Исходные данные те же, что в примере 5, но смежная МТЗ_{см} выполнена на реле РТ-80 с уставкой по времени $T_{уст.cm} = 0,5$ с.

По графическим зависимостям времятоковых характеристик реле РТ-80 определяем время срабатывания при КЗ в точке K_1 , (кратность тока в реле по отношению к току срабатывания $294/80 = 3,67$) $t_{K1.MT3.cm} = 3,1$ с. и при КЗ в точке K_2 (кратность тока в реле $211/80 = 2,63$) $t_{K2.MT3.cm} = 4,0$ с.

На головном участке используем времятоковую характеристику аналога реле РТ-80 заданную выражением (2.5):

$$t = \frac{1}{20 \cdot \frac{I}{I_{уст}} - 1}^{1,8} + T_{уст}$$

Требуемое время срабатывания проектируемой защиты при КЗ в точке K_1 :

$$t_{K1.MT3} = t_{K1.MT3.cm} + \Delta t = 3,1 + 0,3 = 3,4$$

будет обеспечено, если:

$$T_{уст} \geq t_{K1.MT3} - \frac{1}{20 \cdot \frac{I}{I_{уст}} - 1}^{1,8} = 3,4 - \frac{1}{20 \cdot \frac{294}{120} - 1}^{1,8} = 2,8 \text{ с.}$$

Требуемое время срабатывания проектируемой защиты при КЗ в точке K_2 :

$$t_{K2.MT3} = t_{K2.MT3.cm} + \Delta t = 4,0 + 0,3 = 4,3$$

будет обеспечено, если:

$$T_{уст} \geq t_{K2.MT3} - \frac{1}{20 \cdot \frac{I}{I_{уст}} - 1}^{1,8} = 4,3 - \frac{1}{20 \cdot \frac{235}{6} - 1}^{1,8} = 2,94 \text{ с.}$$

Искомое значение уставки: $T_{уст} = 2,94 \text{ с.}$

Приведенный пример (вариант 2) демонстрирует необходимость учета нагрузочной составляющей в токе КЗ. Так, без учета нагрузочной составляющей (выключатель нагрузки отключен), ток при КЗ в точке K_2 в согласуемых защитах совпадает и равен $I_{K2.MT3} = I_{K2.MT3.cm} = 220 \text{ А.}$ Тогда последнее неравенство для точки K_2 приобретает вид:

$$T_{уст} \geq t_{K2.MT3} - \frac{1}{20 \cdot \frac{I}{I_{уст}} - 1}^{1,8} = 4,3 - \frac{1}{20 \cdot \frac{220}{6} - 1}^{1,8} = 2,55 \text{ с.}$$

что приведет к выбору заниженного значения уставки $T_{уст} = 2,8 \text{ с.}$ по неравенству для точки K_1 и возможности неселективного срабатывания МТЗ головного участка линий при КЗ на смежном участке в условиях включенной нагрузки Н1.

Пример 7. Расчет уставки времени срабатывания зависимой времятоковой характеристики МТЗ по условию согласования с предохранителем.

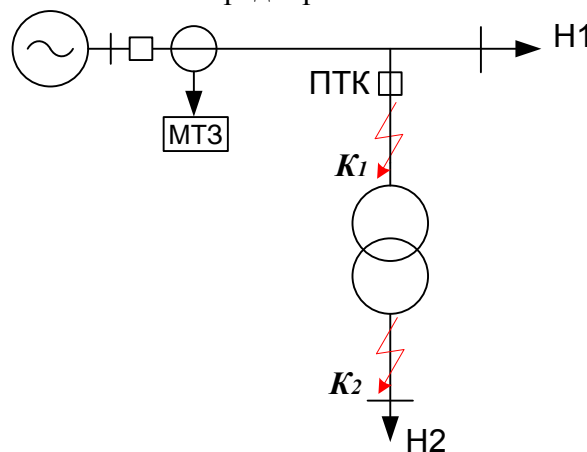


Рис. 3.14. Схема сети для примера 7.

Схема сети приведена на рис. 3.14. Параметры сети: напряжение 10 кВ, ЭДС системы 11 кВ, сопротивление системы $Z_c = 0 + j1,0 \text{ Ом}$; линия W1 длиной 15 км. имеет трансформаторную отпайку на расстоянии 5 км. от питающего конца ВЛ, удельное сопротивление линии $Z_{уд} = 0,1 + j 0,4 \text{ Ом/км}$; нагрузка Н1: активная мощность $P = 1 \text{ МВт}$, $\cos \varphi = 1,0$; нагрузка Н2: активная мощность $P = 0,16 \text{ МВт}$, $\cos \varphi = 1,0$. Трансформатор отпайки мощностью 0,16 МВА, напряжение 10/0.4 кВ, напряжение КЗ 5.5%, защищается плавким предохранителем ПТК, имеющим номинальный ток 20 А, что соответствует мощности защищаемого предохранителем трансформатора. Суммарный ток нагрузки линии 73 А, первичный ток срабатывания МТЗ линии $I_{с.з.}^{III} = 150 \text{ А.}$

В таблице приведены токи КЗ в согласуемых защитах, полученные по программе «ТКЗ-М» с учетом нагрузочных составляющих токов. При двухфазных КЗ приведены максимальные фазные токи.

	K ₁		K ₂	
	K ⁽³⁾	K ⁽²⁾	K ⁽³⁾	K ⁽²⁾
ВЛ	2090	1875	181	178
предохранитель	2090	1845	169	170

По времятоковой характеристике плавких предохранителей определяем время плавления вставки. При этом ток, проходящий через предохранитель, берем с коэффициентом 0,8, что учитывает разброс характеристик. При токе $1845 \cdot 0,8 = 1476$ А время плавления 0,1 с., при токе $169 \cdot 0,8 = 136$ А время плавления 0,4 с. Минимально допустимое время срабатывания МТЗ при КЗ в точке K₁: $t_{K1.MT3} = 0,1 + 0,3 = 0,4$ с. и при КЗ в точке K₂: $t_{K2.MT3} = 0,4 + 0,3 = 0,7$ с.

Подбираем времятоковую характеристику МТЗ путем перебора характеристик, включенных в терминал «Сириус-2». В рассматриваемом примере перебор ограничен двумя приведенными ниже характеристиками. В практических расчетах целесообразен перебор всех характеристик терминала.

Нормально инверсная времятоковая характеристика по выражению (2.3). При КЗ в точке K₁ минимальное время срабатывания будет в режиме максимального тока в защите, т.е. при трехфазном К⁽³⁾. Требуемое время срабатывания 0,4 с. обеспечено при уставке:

$$T_{уст} \geq \frac{t_{K1.MT3} \cdot \frac{I_{K1.MT3}}{I_{уст}} - 1}{0,14} = \frac{0,4 \cdot \frac{2090}{150}^{0,02} - 1}{0,14} = 0,155 \text{ с.}$$

При КЗ в точке K₂ токи в защите практически совпадают в режиме двухфазного и трехфазного КЗ, что объясняется влиянием нагрузок Н1 и Н2, при несовпадении токов берется максимальный ток. Требуемое время срабатывания 0,7 с. обеспечено при уставке:

$$T_{уст} \geq \frac{0,7 \cdot \frac{181}{150}^{0,02} - 1}{0,14} = 0,019 \text{ с.}$$

Выбрана уставка $T_{уст} = 0,155$ с.

Характеристика *аналог реле РТ-80* по выражению (2.5). При трехфазном КЗ в точке K₁ требуемое время срабатывания 0,4 с. обеспечено при уставке:

$$T_{уст} \geq t_{K1.MT3} - \frac{1}{20 \cdot \frac{I_{K1.MT3}}{I_{уст}} - 1} = 0,4 - \frac{1}{20 \cdot \frac{2090}{150} - 1} = 0,39 \text{ с.}$$

Расчет $T_{уст}$ по точке K₂ дает отрицательное значение уставки, из чего следует, что при КЗ в указанной точке защита будет срабатывать с заведомо большим временем, чем требуемое. В итоге выбрана уставка $T_{уст} = 0,39$ с.

Проводим выбор оптимальной характеристики из сопоставления времени срабатывания МТЗ в точке K₂ (в точке K₁ обе характеристики дадут одинаковые времена срабатывания, т.к. по этой точке выбраны уставки времени срабатывания).

Нормально инверсная времятоковая характеристика при КЗ в точке K₂ обеспечит срабатывание за время

$$t_{инв} = \frac{0,14 \cdot 0,155}{\frac{181}{150}^{0,02} - 1} = 5,95 \text{ с.}$$

в то время, как аналог РТ-80 за время:

$$t_{\text{PT-80}} = \frac{1}{20 \cdot \frac{181}{6} \cdot 150^{-1,8}} + 0,39 = 21,8 \text{ с.}$$

Предпочтительно использование инверсной времятоковой характеристики.

4. Защита двигателей на терминалах серии «Сириус-21-Д»

4.1. Защита от многофазных и витковых коротких замыканий

Различают повреждения, связанные с пробоем изоляции в статорной обмотке и требующие максимально быстрого отключения двигателя, а также разного рода ненормальные режимы, при которых действие защиты возможно с выдержкой времени, а в некоторых случаях может ограничиваться сигнализацией.

Наиболее опасными являются многофазные и витковые короткие замыкания в обмотке статора, приводящие к разрушению двигателя. Для двигателей с напряжением от 6 кВ и выше работающих в сети с изолированной нейтралью возможно возникновение двойных КЗ, для которых одна точка повреждения может находиться во внешней сети, а вторая в двигателе. Такие повреждения также являются опасными для двигателя и требуют отключения с минимально достижимой выдержкой времени. Достаточно отключения одной точки двойного КЗ, которое переводит двойное короткое замыкание в однофазное замыкание с малым током замыкания на землю.

Для защиты двигателей от многофазных КЗ согласно ПУЭ [1] в случаях, когда не используются предохранители, должна применяться токовая защита мгновенного действия – отсечка. На двигателях мощностью менее 2000 кВт отсечка выполняется с одним реле тока, включенным на разность токов двух фаз, для двигателей мощностью от 2000 до 5000 кВт используется двухрелейная отсечка при условии, что на двигателях установлена отдельная защита от двойных, а также однофазных замыканий на землю с действием на отключение. При отсутствии указанных защит токовая отсечка выполняется трехрелейной с контролем трех фазных токов.

Защита блоков двигатель-трансформатор при мощности двигателя менее 2000 кВт выполняется токовой отсечкой.

Для двигателей мощностью более 5000 кВт, а также в случае недостаточной чувствительности токовой отсечки для двигателей меньшей мощности, необходимо использование продольной дифференциальной токовой защиты. В терминалах серии «Сириус-Д» такая защита не предусмотрена, что определяет область ее использования. Соответственно, дифференциальные токовые защиты далее не рассматриваются.

Микропроцессорные терминалы релейной защиты в подавляющем большинстве выполняются с возможностью контроля всех трех фазных токов, что позволяет выполнить токовую отсечку по трехрелейной схеме на двигателях любой мощности, даже если Правила допускают упрощенное исполнение защиты. Контроль первичным измерительным трансформатором тока только двух фаз не является препятствием для выполнения трехрелейной схемы, поскольку ток третьей фазы «восстанавливается» алгоритмом защиты путем суммирования токов двух контролируемых фаз.

Токовые защиты в составе терминалов, как правило, выполняются трехступенчатыми. Первая ступень защиты реализует функции токовой отсечки от КЗ, последняя ступень может быть использована в качестве защиты от перегрузки, при этом, вторая ступень в случае защиты двигателей оказывается избыточной и не вводится в работу.

Терминал «Сириус-21-Д» разработан как универсальное устройство с возможностью защиты не только двигателей, но и иных элементов сети напряжением до 35 кВ. Поэтому в его состав, в том числе, введены измерительные органы, не используемые при выполнении защиты двигателей. Применительно к ступенчатой токовой защите предусмотрены следующие элементы, полезные при защите сетей, но не используемые для защиты двигателей:

- обеспечение направленности с помощью измерительного органа направления мощности;
- пусковые органы напряжения, включая комбинированный пуск по напряжению;
- зависимые время-токовые характеристики срабатывания.

В случае выполнения защиты двигателей указанные элементы должны быть выведены из действия.

Первичный ток срабатывания токовой отсечки отстраивается от максимального тока в защите в режимах, не сопровождающихся КЗ в двигателе:

$$I_{с.з.} = K_{отс.} \cdot I_{расч.} \quad (4.1)$$

где $K_{отс.}$ – коэффициент отстройки;

$I_{расч.}$ – максимальный расчетный ток в режимах, не сопровождающихся КЗ в двигателе.

Значение коэффициента отстройки в (4.1) для терминалов «Сириус-21-Д» принимается $K_{отс.} = 1,5$. Отметим, что в некоторых рекомендациях для расчета токовой отсечки принимаются завышенные по отношению к указанному значения коэффициента отстройки с учетом увеличения тока при наличии апериодической составляющей. Микропроцессорные терминалы защиты, в том числе и «Сириус-21-Д», имеют эффективные методы подавления апериодической составляющей, основанные, как правило, на использовании алгоритма Фурье. Остаточное влияние апериодической составляющей тока в достаточной степени учитывается принятым коэффициентом отстройки.

Выдержка времени принимается равной нулю.

Примечание. Поскольку токовая защита отстраивается от режимов в условиях отсутствия КЗ, применительно к ней следовало бы использовать термин «максимальная токовая защита», которая в случае защиты двигателя работает без выдержки времени. Однако, в литературе для рассматриваемого варианта выполнения защиты устоялся термин «отсечка», который и далее и использован.

Ток срабатывания реле тока определяется по выражению:

$$I_{с.р.} = \frac{K_{сх} I_{с.з.}}{K_I} \quad (4.2)$$

где K_I – коэффициент трансформации трансформатора тока;

$K_{сх}$ – коэффициент схемы, учитывающий схему подключения реле тока к трансформаторам тока, $K_{сх} = 1$ для схемы «звезда» и $K_{сх} = \sqrt{3}$ – для схемы «треугольник».

Эффективность защиты оценивается по коэффициенту чувствительности:

$$K_{ч} = \frac{I_{КЗ,реле}}{I_{с.р.}} \quad (4.3)$$

где $I_{КЗ,реле}$ – минимальный ток в реле при КЗ на выводах двигателя, а для блока двигатель-трансформатор при КЗ за трансформатором;

$I_{с.р.}$ – ток срабатывания реле.

Должно быть обеспечено значение коэффициента чувствительности $K_{ч} > 2$ при минимальном токе КЗ [1]. Минимальный ток определяется по двухфазному КЗ.

Входящий в (4.1) расчетный ток $I_{расч.}$ определяется в режимах, сопровождающихся увеличенными значениями тока в условиях отсутствия КЗ в двигателе. Такими режимами могут быть [20]:

- *пуск двигателя* из заторможенного состояния;
- *самозапуск* двигателя после кратковременного перерыва питания с последующим его восстановлением;
- *подпитка двигателем внешнего КЗ* для начального момента времени.

Начальное значение пускового тока заторможенного двигателя существенно больше тока установившегося нагрузочного режима за счет меньшего значения сопротивления заторможенного двигателя по сравнению с сопротивлением двигателя, имеющего номинальные обороты. Режим должен рассматриваться только для двигателей, у которых предусмотрен прямой пуск. В случае пуска по реакторной схеме с включением на время пуска дополнительного токоограничивающего реактора, поступающее на двигатель напряжение существенно снижается (до 50%) за счет падения напряжения на реакторе, что приводит к заметному снижению пускового тока. Собственно режим пуска для таких двигателей оказывается не расчетным. Вместе с тем, необходимо рассмотреть возможность возникновения режима пуска с выведенными пусковыми устройствами. Например, при перерыве

питания вследствие внешнего КЗ двигатель затормаживается. Питание может восстановиться на ограниченном интервале времени за счет действия устройств автоматики: успешное АПВ или АВР. Если двигатель за время перерыва питания полностью остановился и не отключен действием устройств автоматики, то он оказывается в режиме пуска с выведенными пусковыми устройствами.

Уровень пускового тока $I_{\text{пуск}}$ может быть приближенно оценен по выражению:

$$I_{\text{пуск}} = K_{\text{п}} \cdot I_{\text{ном,дв}} \quad (4.4)$$

где $K_{\text{п}}$ – кратность пускового тока;

$I_{\text{ном,дв}}$ – номинальный ток двигателя.

В терминале «Сириус-21-Д» для токовой отсечки может быть задан режим удвоения уставки тока срабатывания при запуске электродвигателя. Этот режим позволяет иметь в установившемся нагрузочном режиме ток срабатывания меньше значения, определяемого с учетом (4.4), переходя на увеличенный ток срабатывания только в момент включения электродвигателя. Режим включения определяется алгоритмом автоматически по отсутствию тока до момента включения.

Выражением (4.4) часто пользуются в практических расчетах. Однако, оно справедливо только для случая подключения двигателя к питающей сети бесконечной мощности, т.е. имеющей нулевое внутреннее сопротивление, что обеспечивает номинальное напряжение на зажимах двигателя в любых режимах, в том числе, и при пуске двигателя. В реальных условиях напряжение на двигателе в пусковом режиме может оказаться заметно ниже номинального, а расчет по (4.4) будет давать завышенные значения $I_{\text{пуск}}$.

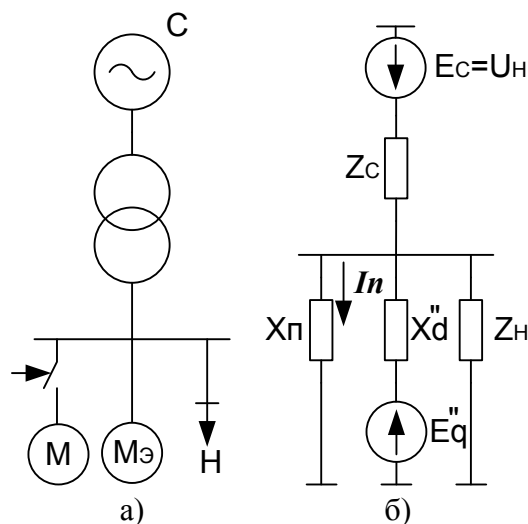


Рис. 4.1. Режим пуска двигателя: а - схема сети; б – схема замещения.

Расчет реального значения $I_{\text{пуск}}$ следует проводить с учетом сопротивления смежных с двигателем элементов сети. На рис. 4.1 приведен фрагмент схемы сети и ее схема замещения для оценки пускового тока двигателя M . Сопротивление пускаемого двигателя $X_{\text{п}}$ соответствует заторможенному состоянию двигателя. Смежные синхронные двигатели представлены эквивалентным двигателем $M_{\text{э}}$, имеющим на схеме замещения сверхпереходные ЭДС E_q'' и сопротивление X_d'' , остальная нагрузка имеет сопротивление $Z_{\text{н}}$. Источник питания имеет сопротивление $Z_{\text{с}}$, куда вошли сопротивление трансформатора и питающей сети высокого напряжения.

Существенными при расчете максимального значения пускового тока являются следующие факторы:

- эквивалентное сопротивление внешней сети $X_{\text{с}}$ от источника питания до двигателя. Падение напряжения на сопротивлении $X_{\text{с}}$, особенно при возросших токах в режиме пуска, снижает напряжение, поступающее на двигатель. Погрешность расчета $I_{\text{пуск}}$ по (4.4) возрастает с ростом сопротивления элементов сети между источником питания и двигателем, особенно для случая подключения

двигателя через относительно протяженный кабель или к вторичной обмотке малоомощного трансформатора с большим внутренним сопротивлением;

- эквивалентная нагрузка $H_Э$, подключенная к шинам, от которых получает питание запускаемый двигатель. Сопротивление нагрузки Z_H включено параллельно сопротивлению двигателя и снижает напряжение на двигателе, уменьшая пусковой ток. Поэтому в расчетном режиме должно быть задано максимально возможное сопротивление нагрузки, в пределе она отключена, если такой режим может реально возникать в сети;
- смежные синхронные двигатели, подключенные к шинам, от которых получает питание запускаемый двигатель, заданы на схеме сети эквивалентным двигателем $M_Э$. При пуске двигателя M напряжение на шинах снижается, что приводит к форсировке возбуждения синхронных двигателей $M_Э$, росту напряжения на шинах и, как следствие, увеличению пускового тока. В расчетном режиме должно быть задано максимально возможное число подключенных к тем же шинам синхронных двигателей, исходя из реальных условий.

Самозапуск двигателя возникает после кратковременного перерыва питания и сопровождается набором оборотов до номинальных, начиная с некоторых начальных, соответствующих моменту восстановления питания. В момент восстановления питания двигатель имеет остаточную ЭДС, значение которой зависит от начального скольжения (начальных оборотов): $E_{дв} = K * U_{ном}$, где $0 < K < 1$. Сдвиг фазы ЭДС двигателя по отношению к напряжению питающей сети произволен и в наиболее неблагоприятных условиях, определяющих максимальный ток двигателя, может достигать 180^0 – несинхронное включение. После кратковременного переходного процесса, связанного с несинхронным включением, следует достаточно длительный процесс самозапуска с набором оборотов двигателя до номинальных, при котором в двигатель поступает повышенный ток. Режим несинхронного включения или самозапуска следует рассматривать только для двигателей, которые после кратковременного перерыва питания могут оказаться в условиях самозапуска, т.е. сохраняют подключение к сети. Некоторые двигатели не допускают самозапуск и отключаются от сети при снижении напряжения, например, по условиям технологического процесса или по техническим условиям на двигатель. Кроме того, часть двигателей может отключаться, чтобы облегчить условия самозапуска остальным двигателям с более ответственной нагрузкой.

Расчетная схема для определения тока самозапуска приведена на рис. 4.2. Участвующие в самозапуске синхронные и асинхронные двигатели представлены эквивалентными двигателями $M_{сд}$ и $M_{ад}$. На схеме замещения сопротивления $X_{сд}$ и $X_{ад}$ – эквивалент параллельных сопротивлений синхронных и асинхронных двигателей соответственно, а $E_{сд}$ и $E_{ад}$ – эквивалент их ЭДС. Несколько приближенно сопротивления асинхронных двигателей допустимо принять как для заторможенного двигателя. ЭДС

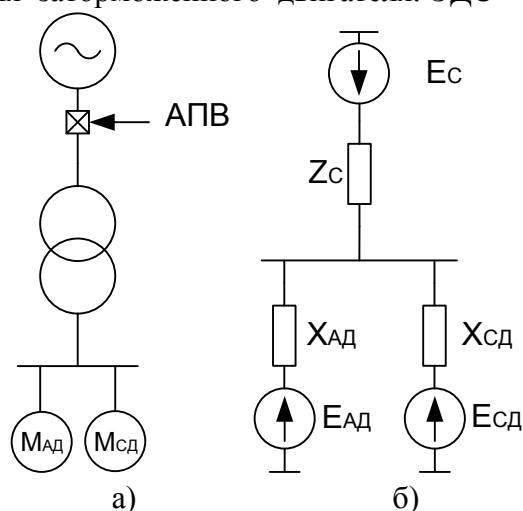


Рис.4.2. Режим самозапуска: а – схема сети, б – схема замещения

двигателей следует учитывать только для начальной стадии самозапуска – несинхронного включения. Значения ЭДС двигателей $E_{АД}$ и $E_{СД}$ в схеме замещения соответствуют скольжению в момент восстановления питания. Обычно, при перерыве питания от 0,5 с. и более скольжение достигает таких значений, когда ЭДС двигателей становятся незначительны и несинхронное включение можно не рассматривать. Исключение могут составлять только двигатели, прежде всего синхронные, имеющие незначительную нагрузку и потому характеризующиеся медленным снижением частоты вращения. Современные системы возбуждения синхронного двигателя в случае потери питания предусматривают снятие возбуждения и гашение магнитного поля, в связи с чем, его ЭДС быстро затухает, а стадию несинхронного включения следует рассматривать только при отказе или значительной инерции автоматики системы возбуждения. Следует также учитывать, что при кратковременном перерыве питания в пределах 0,5 с. маловероятно расхождение ЭДС двигателей по отношению к ЭДС внешней сети на углы порядка 180^0 за счет инерции процесса изменения фазы ЭДС.

В итоге, стадия несинхронного включения должна рассматриваться только в относительно редких случаях при соблюдении отмеченных выше условий. В расчетах ЭДС двигателей следует принять в противофазе по отношению к ЭДС внешнего источника. Модуль ЭДС для асинхронных двигателей с учетом некоторого увеличения скольжения на уровне $E_{АД} = 0,8 - 0,9 U_{ном}$. Модуль ЭДС синхронных двигателей зависит от настройки системы возбуждения: с выдчей, потреблением или без перетока реактивной мощности. Наибольшее значение ЭДС в режиме выдачи реактивной мощности, в котором, с учетом появления скольжения за время отсутствия питания, можно принять $E_{СД} = 1,0 - 1,1 U_{ном}$. Полный ток несинхронного включения по схеме рис. 4.2:

$$I_{нес.вкл} = \frac{E_c \cdot X_{СД} + X_{АД} + E_{АД} \cdot X_{СД} + E_{СД} \cdot X_{АД}}{X_{СД} \cdot X_c + X_c \cdot X_{АД} + X_{СД} \cdot X_{АД}} \quad (4.5, а)$$

В частном случае отсутствия, например, асинхронных двигателей выражение (4.5,а) приобретает более простой вид:

$$I_{нес.вкл} = \frac{E_c + E_{СД}}{X_{СД} + X_c} \quad (4.5, б)$$

В приведенных выражениях ЭДС заданы как действительные числа, противофаза ЭДС учтена знаком «+». По выражениям (4.5) получаем эквивалентный ток, проходящий от источника питания. Искомый ток в каждом двигателе определяется распределением полного тока по двигателям согласно их сопротивлению и ЭДС. Чем больше участвующих в несинхронном включении двигателей, тем меньше ток в каждом из них. Для получения расчетного максимального тока в схеме необходимо рассматривать минимальное число двигателей (в пределе – один), исходя из реальных условий работы системы электроснабжения.

После завершения переходного процесса, связанного с несинхронным включением, ток самозапуска рассчитывается по той же схеме рис. 4.2 с тем отличием, что ЭДС двигателей принимаются равными нулю. При необходимости учета иной, кроме двигателей нагрузки, ее сопротивление включается параллельно сопротивлениям двигателей. Наличие параллельной нагрузки снижает ток самозапуска двигателей, поэтому ее сопротивление следует принять максимально возможным, исходя из реального режима работы сети. Предельный случай – отсутствие параллельной нагрузки. Полный ток самозапуска следует распределить между всеми двигателями. Например, при отсутствии параллельной нагрузки и только двух двигателях, участвующих в самозапуске, полный ток самозапуска:

$$I_{сап} = \frac{E_c}{X_c + X_{СД} \cdot X_{АД} (X_{СД} + X_{АД})} \quad (4.6)$$

а ток в каждом двигателе:

$$I_{\text{сзап.АД}} = I_{\text{сзап}} \frac{X_{\text{СД}}}{X_{\text{СД}} + X_{\text{АД}}} \quad (4.7, \text{ а})$$

$$I_{\text{сзап.СД}} = I_{\text{сзап}} \frac{X_{\text{АД}}}{X_{\text{СД}} + X_{\text{АД}}} \quad (4.7, \text{ б})$$

При внешнем КЗ в начальный момент времени имеется подпитка точки КЗ от двигателя. Ток подпитки $I_{\text{подп}}$ содержит затухающую периодическую составляющую промышленной частоты и апериодическую. В микропроцессорных защитах апериодическая составляющая слабо влияет на поведение реле тока и учитывается только косвенно через коэффициенты отстройки.

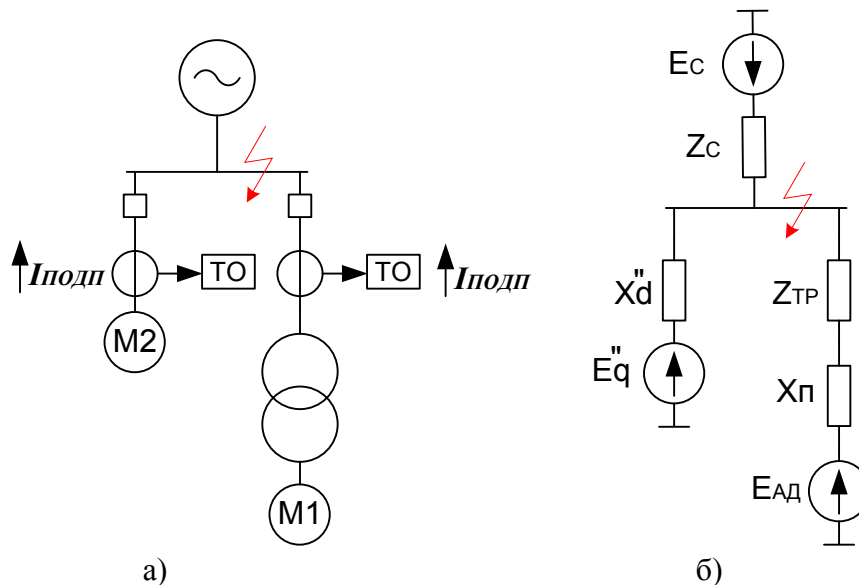


Рис. 4.3. Режим внешнего КЗ: а – исходная схема, б – схема замещения.

Учитываемый в расчетах отсечки максимальный ток подпитки будет при положении точки внешнего КЗ максимально приближенной к трансформаторам тока, к которым подключена защита. На рис. 4.3 приведена схема для расчета тока подпитки. В случае защиты блока трансформатор-двигатель необходимо учитывать сопротивление трансформатора, ограничивающее ток подпитки, а при наличии кабеля, и сопротивление кабеля. Асинхронный двигатель М1 в схеме замещения задан начальной ЭДС $E_{\text{АД}} = 0,9 U_{\text{НОМ}}$ и сопротивлением, соответствующим пуску двигателя $X_{\text{П}}$, синхронный двигатель М2 сверхпереходными ЭДС E_q'' и сопротивлением X_d'' . Ток подпитки:

$$I_{\text{подп}} = \frac{E_{\text{ДВ}}}{X_{\Sigma}} \quad (4.8)$$

где $E_{\text{ДВ}}$ – начальное значение ЭДС двигателя;

X_{Σ} – суммарное сопротивление между ЭДС двигателя и точкой КЗ, включающее сопротивление двигателя, а также кабеля и трансформатора при их наличии.

В итоге, при расчете токовой отсечки следует: определить список подлежащих анализу режимов, провести расчет тока двигателя в выбранных режимах, приняв максимальное значение расчетного тока в выражении (4.1), и проверить коэффициент чувствительности по выражению (4.3). В список подлежащих анализу режимов в любом случае входят режим внешнего КЗ и режим пуска в условиях выведенных пусковых устройств. Режим самозапуска двигателя, и прежде всего на стадии начального несинхронного включения, рассматривается только в указанных случаях.

Следует отметить, что оценка эффективности защиты по коэффициенту чувствительности при КЗ на выводах не является полноценной. При КЗ внутри статорной обмотки, особенно при удалении точки КЗ от выводов двигателя, ток на выводах будет уменьшаться как за счет дополнительного сопротивления двигателя, так и вследствие уменьшения напряжения в точке повреждения в предшествующем КЗ нагрузочном режиме. Т. О. даже

при достаточной чувствительности к КЗ на выводах двигателя, чувствительность защиты при внутренних КЗ может оказаться заниженной, вследствие чего необходимо стремиться к обеспечению максимально возможной чувствительности в расчетной точке КЗ – на выводах двигателя. Поэтому, даже при получении значения коэффициента чувствительности, удовлетворяющего нормативным требованиям, целесообразно проводить точный расчет значения входящего в (4.1) расчетного тока в анализируемых режимах с учетом элементов сети вблизи защищаемого двигателя.

Значение коэффициента чувствительности при фиксированной точке и виде КЗ может отличаться для разных схем подключения реле тока к трансформаторам тока. Влияние схем подключения на коэффициент чувствительности аналогично рассмотренному ранее на примере токовой защиты линий (рис. 3.12).

Как указывалось, в терминале «Сириус-21-Д» применена трехрелейная схема с контролем трех токов. Целесообразно выполнять подключение терминала к трансформаторам тока, собранным по схеме полная или неполная «звезда». Поскольку в терминале при подключении к схеме «неполная звезда» ток третьей фазы восстанавливается расчетным путем, чувствительной защиты следует оценивать как по трехрелейной схеме с контролем токов всех фаз.

Расчет входящих в выражения (4.1) и (4.3) значений токов целесообразно проводить с использованием программного обеспечения, разработанного для таких расчетов. Ручной расчет может вызывать некоторые затруднения в определении входящих в схемы замещения параметров двигателей, а упрощения могут приводить к заметной погрешности расчетов. В приложении 3 приведены расчетные соотношения для определения сопротивления и ЭДС двигателей, которые, в силу их относительной простоты, могут быть использованы для ручных расчетов, сохраняя при этом приемлемую точность математической модели двигателя. Что касается расчета токов, особенно при двухфазных КЗ, необходимых для оценки чувствительности, то для сетей рассматриваемого класса необходимо проводить расчет с учетом нагрузочной составляющей токов при КЗ, особенно для сильно нагруженных сетей, поскольку нагрузка незначительно электрически удалена от точки КЗ (малое сопротивление между точкой КЗ и нагрузкой). При ручных расчетах, как правило, нагрузочной составляющей пренебрегают, считая сеть в предшествующем КЗ режиме работающей на холостом ходу. Оценка получаемых при этом погрешностей приведена в главе 1.

Пример 1. Расчет токовой отсечки двигателя.

Схема сети приведена на рис. 4.4. Защищаемый двигатель М.

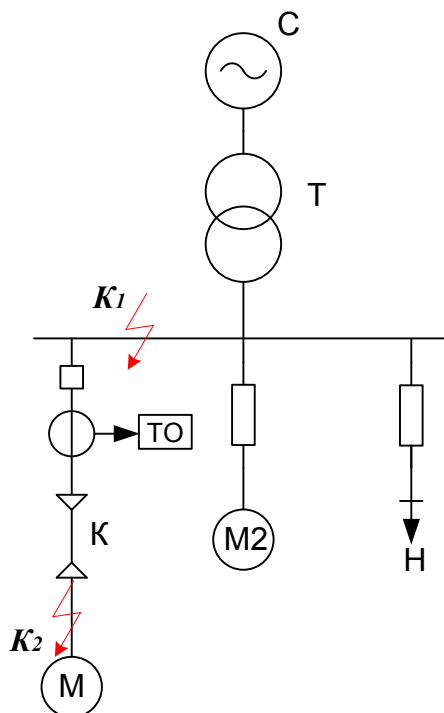


Рис. 4.4. Схема сети для расчета токовой отсечки.

Параметры элементов сети: питающая система (С): 110 кВ, сопротивление $Z_C = 1 + j \cdot 15$ Ом. Трансформатор (Т): номинальная мощность 25 МВА, схема обмоток «звезда/треугольник-11», напряжение 110 / 6 кВ, напряжение КЗ (%): среднее 10.5, максимальное 11.72, минимальное 9.84, напряжение ступени РПН 1,78%, число ступеней 19. Кабель (К): напряжение 6 кВ, длина 500 м., сечение 16 мм², удельное сопротивление $1,2 + j 0,475$ Ом/км. Синхронный двигатель (М): номинальная мощность $P_{ном} = 2000$ кВт, номинальное напряжение $U_{ном} = 6$ кВ, кратность пускового тока $K_{п} = 7$, номинальный коэффициент мощности $\cos \varphi = 0,8$, КПД $\eta = 0,96$ о. е., коэффициент загрузки $K_{загр} = 1,0$ – учитывает в долях загрузку двигателя по отношению к номинальной мощности. Асинхронный двигатель (М2): номинальная мощность $P_{ном} = 1000$ кВт, номинальное напряжение $U_{ном} = 6$ кВ, кратность пускового тока $K_{п} = 5,7$, номинальный коэффициент мощности $\cos \varphi = 0,89$, КПД $\eta = 0,955$ о. е., коэффициент загрузки $K_{загр} = 1,0$. Эквивалентная нагрузка (Н): номинальное напряжение $U_{ном} = 6$ кВ, активная мощность 17.6 МВт, коэффициент мощности $\cos \varphi = 0,8$, полная мощность нагрузки 22 МВА. Суммарная мощность нагрузки и двигателей примерно соответствует мощности трансформатора, т.е. принята его полная загрузка.

Расчеты электрических величин в требуемых для выбора уставок режимах работы сети проведены по программе «ТКЗ-М». Одной из особенностей программы является возможность подбора отпайки РПН трансформатора из условия обеспечения номинального напряжения в нагрузке (на питающих шинах) – опция «РПН». Нейтральное положение отпайки РПН соответствует номеру $n = 0$. Применительно к приведенной схеме рис. 4.4 при полностью включенных потребителях номинальное напряжение на питающих шинах обеспечено при рабочем положении отпайки РПН $n = -4$ от нейтрального положения.

Расчет тока срабатывания отсечки проводится в следующих режимах.

1. *Пуск двигателя из заторможенного состояния.* Рассчитываем пусковой ток двигателя М1.

Расчет по упрощенной формуле (4.4):

$$I_{пуск} = K_{п} \cdot I_{ном,дв} = 7 * \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,96 \cdot 0,8} = 1756 \text{ А}$$

Расчет по программе «ТКЗ-М»:

- нагрузка Н и двигатель М2 отключены, в программе выведена опция «РПН», т.е. сохранено значение $n = -4$, полученное для полностью включенной нагруз-

ки. При этом получено завышенное напряжение на питающих шинах, равное 6,3 кВ. В рассмотренных условиях пусковой ток двигателя М1: $I_{\text{пуск}} = 1500 \text{ А}$;

- режим сети тот же: нагрузка Н и двигатель М2 отключены, но в программе активизирована опция «РПН». Получено уточненное значение $n = -1$. При этом обеспечено номинальное напряжение на питающих шинах, равное 6 кВ. В рассмотренных условиях пусковой ток двигателя М1: $I_{\text{пуск}} = 1421 \text{ А}$;
- нагрузка Н и двигатель М2 включены, опция «РПН» активизирована. Пусковой ток двигателя М1 $I_{\text{пуск}} = 1392 \text{ А}$.

В дальнейших расчетах принят пусковой ток $I_{\text{пуск}} = 1421 \text{ А}$.

Полученные значения пускового тока демонстрируют погрешности, которые можно получить при не вполне корректных расчетах. Расчет по упрощенной формуле (4.4) дает существенно завышенные (на 23%) токи и, как следствие, завышенное значение тока срабатывания и неоправданно сниженную чувствительность отсечки. Необходим расчет непосредственно по схеме замещения сети. Расчет по схеме замещения сети должен проводиться с достаточной аккуратностью. Так, в режиме отключения нагрузки следует исходить из реального положения отпайки РПН. При ложно заданной отпайке $n = -4$ получено завышенное значение (на 5,5%) тока $I_{\text{пуск}} = 1500 \text{ А}$, в то время, как при реальной отпайке $n = -1$ значение тока составляет $I_{\text{пуск}} = 1421 \text{ А}$, которое и учтено в дальнейших расчетах.

2. *Подпитка внешнего трехфазного КЗ* в точке K_1 на питающих шинах. По программе «ТКЗ-М» получен ток подпитки $I_{\text{подп}} = 1360 \text{ А}$.

3. *Самозапуск при восстановлении питания* в результате успешного АПВ питающей системы, отключенной действием защиты сети питания. Принято, что суммарное время отключения КЗ во внешней сети и последующего успешного АПВ превышает 0,5 с., что позволяет не рассматривать стадию несинхронного включения. Ток самозапуска двигателя с ненулевыми оборотами не может превышать пусковой ток заторможенного двигателя. Режим в данном случае не расчетный.

В итоге, максимальный ток в рассмотренных режимах 1421 А. Принимаем его за расчетный. Ток срабатывания: $I_{\text{с.з.}} = 1.5 \cdot 1421 = 2131 \text{ А}$.

Для расчета коэффициента чувствительности определяем ток в защите при двухфазном КЗ в точке K_2 на вводе двигателя. Минимальный ток в защите будет при включенной нагрузке Н – присутствует шунтирующая ток цепочка в нагрузку, и отключенном двигателе М1 – отсутствует подпитка от смежного двигателя. По программе «ТКЗ-М» для двухфазного КЗ фаз А и В получены фазные токи $I_A = 4202 \text{ А}$ $I_B = 3817 \text{ А}$ $I_C = 678 \text{ А}$. Неравенство токов в поврежденных фазах и ненулевой ток в неповрежденной фазе объясняются наличием нагрузочной составляющей в токе КЗ. Коэффициент чувствительности при двухфазном КЗ на выводах двигателя: $K_{\text{ч}} = \frac{4202}{2131} = 1,97$ – на грани допустимого значения.

Интересно отметить, что при использовании упрощенной формулы (4.4) ток срабатывания был бы $I_{\text{с.з.}} = 1.5 \cdot 1756 = 2634 \text{ А}$, что не обеспечит необходимый коэффициент чувствительности.

4.2. *Защита от однофазных замыканий на землю*

Сеть, от которой двигатель получает питание, не имеет эффективно заземленной нейтрали, в связи с чем при однофазных замыканиях на землю (ОЗЗ) не возникает прямого контура для прохождения тока через место повреждения. Токи замыкаются через емкостные проводимости элементов сети – в основном кабеля, а также проводимости других элементов сети: двигатели, трансформаторы. Сопротивления емкостной проводимости элементов сети имеют большие значения, что ограничивает токи замыкания. В зависимости от разветвленности кабельной сети емкостные токи могут принимать значения от нескольких десятков до единиц ампер. Для малоразветвленной кабельной сети, а также в случаях, когда в сети

приняты меры по компенсации емкостных токов замыкания на землю, значения токов ограничены единицами ампер.

Опасность для двигателя однофазных замыканий определяется наличием дуги в точке пробоя изоляции, что приводит к разрушению стали статора и возможному дальнейшему повреждению обмотки. Токи, при которых возникает устойчивое горение дуги в месте пробоя изоляции, являются опасными и требуют быстрого отключения двигателя. В отечественных энергосистемах до сих пор опасное значение тока принято считать по критерию, установленному в довоенное время – 5 А.

Проведенные в последнее время исследования показали, что уже при токах замыкания на уровне 1 А возможен заметный перегрев обмотки в месте повреждения с последующим переходом однофазного замыкания в витковое, которое сопровождается разрушением обмотки двигателя. С другой стороны, было показано, что при токах замыкания до 10 А повреждения могут самоустраниваться за время до 0,2 с.

Согласно [1], для двигателей мощностью до 2000 кВт необходима установка защиты от однофазных замыканий только при токах замыкания, превышающих 10 А при отсутствии компенсации, а при ее наличии – если остаточный ток в нормальных условиях превышает указанное значение. Для двигателей мощностью более 2000 кВт такая защита предусматривается, если ток замыкания на землю превышает 5 А. Защита выполняется с контролем тока нулевой последовательности, получаемого от трансформатора тока нулевой последовательности, и действует на отключение двигателя без выдержки времени. Кроме двигателя, в зону действия защиты входит и питающий двигатель кабель при его наличии.

Чувствительность защиты не регламентирована. В случаях, когда для отстройки от переходного режима требуется значительное загробление защиты, допустимо вводить задержку на срабатывание, что повышает чувствительность защиты. Следует иметь в виду, что даже для защиты, обладающей высокой чувствительностью, сохраняется «мертвая» зона при замыканиях внутри обмотки, особенно в частях, наиболее удаленных от выводов обмотки со стороны сети.

Применительно к использованию микропроцессорных терминалов защит ввод защиты от однофазных замыканий целесообразно осуществлять даже в тех условиях, когда уровень тока замыкания ниже регламентированного. Защита включена в состав функций, реализуемых типовыми терминалами, в том числе и в терминалы серии «Сириус-Д», ее использование позволяет минимизировать ущерб от наиболее часто возникающих однофазных замыканий.

В терминале «Сириус-Д» предусмотрено несколько вариантов защиты от однофазных замыканий на землю:

- по модулю суммы 3-й, 5-й, 7-й и 9-й гармоник в токе нулевой последовательности $3I_0$;
- по модулю основной частоты в токе нулевой последовательности $3I_0$;
- по напряжению нулевой последовательности $3U_0$;
- по току и напряжению нулевой последовательности $3I_0$, $3U_0$ одновременно;
- по току $3I_0$, напряжению $3U_0$ и взаимному фазовому сдвигу тока и напряжения нулевой последовательности (направленная защита).

В случае отсутствия трансформатора напряжения нулевой последовательности напряжение $3U_0$ рассчитывается по трем фазным напряжениям.

Необходимый вариант задается при настройке терминала. При использовании двух каналов: как по току, так и по напряжению, они объединяются по логической схеме ИЛИ. Защита может выполняться с действием на сигнализацию или на отключение, причем оба канала действуют одинаково.

Защита может иметь независимую характеристику выдержки времени или зависимую от тока в двух вариантах: чрезвычайно инверсную (2.3) или обратнoзависимую (2.6).

Уровень токов ОЗЗ и принципы выполнения защиты зависят от варианта заземления нейтрали. Соответственно, выбор варианта, активизированного в терминале, должен

сопровождаться анализом типа заземления и расчетами емкостных токов. Возможны следующие варианты сети.

Сеть с изолированной нейтралью. Ток однофазного замыкания на землю проходит через емкостные связи сети с землей, определяемые, в основном, кабельной сетью, а также частично емкостной проводимостью на землю иных элементов сети – прежде всего обмотками понижающих трансформаторов и двигателей. Не приняты меры по ограничению емкостных токов, в связи с чем токи ОЗЗ принимают максимальные значения. Наибольшую емкостную проводимость, и соответственно наименьшее сопротивление связи с землей, имеют кабели. Для протяженной, разветвленной кабельной сети уровни токов ОЗЗ могут достигать многих десятков ампер.

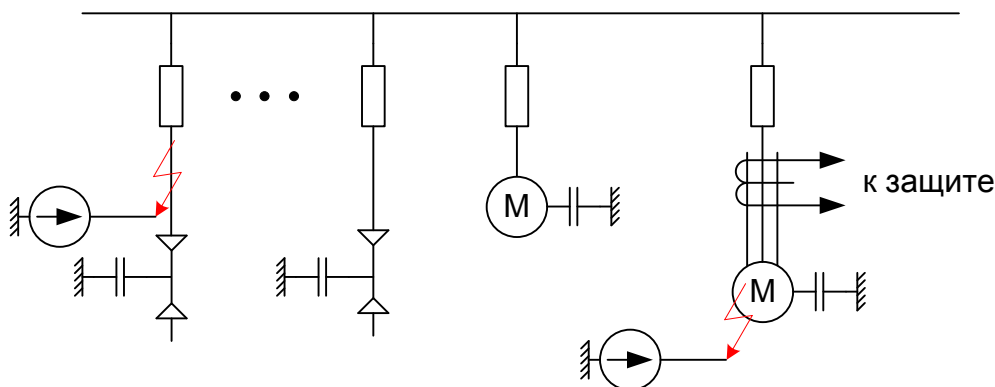


Рис.4.5. Схема замещения нулевой последовательности

Защиты от ОЗЗ реагируют на составляющие электрических величин (токи, напряжения) нулевой последовательности основной частоты. На рис.4.5 приведен фрагмент сети, включающий кабельные линии и двигатели, с емкостными проводимостями элементов сети, позволяющий проследить пути прохождения токов нулевой последовательности при внешнем (точка K_1) и внутреннем (точка K_2) ОЗЗ.

Источник нулевой последовательности U_0 находится в точке повреждения, соответственно либо в точке K_1 , либо K_2 . Токи нулевой последовательности от источника замыкаются через емкостные проводимости элементов сети. При нахождении точки ОЗЗ во внешней по отношению к защищаемому двигателю сети (точка K_1) контролируемый защитой ток нулевой последовательности определяется емкостным сопротивлением двигателя и незначителен. В случае ОЗЗ в двигателе ток в защите определяется током внешней сети, т.е. по существу равен току в месте пробоя за исключением емкостного тока двигателя. В разветвленной сети указанные токи существенно различаются, что позволяет выполнить простейшую ненаправленную защиту, реагирующую на ток нулевой последовательности основной частоты.

Ток срабатывания защиты отстраивается от емкостного тока двигателя при внешнем ОЗЗ:

$$I_{с.з.} = K_{отс} \cdot K_{бр} \cdot I_{с.дв.} \quad (4.9)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, для «Сириус-Д» принять $K_{отс} = 1,2$;

$K_{бр}$ – коэффициент «броска», учитывающий бросок емкостного тока в момент пробоя, $K_{бр} = 2 - 3$;

$I_{с.дв.}$ – емкостной ток защищаемого двигателя.

Для защиты, имеющей выдержку времени, можно принять $K_{бр} = 1,0$.

Эффективность защиты определяется по коэффициенту чувствительности для случая однофазного замыкания на выводах двигателя:

$$K_{ч} = \frac{I_{с.сети}}{I_{с.з.}} \quad (4.10)$$

где $I_{с.сети}$ – емкостной первичный ток во внешнюю сеть при ОЗЗ в двигателе;

$I_{с.з.}$ – первичный ток срабатывания.

Должно быть обеспечено минимальное значение коэффициента чувствительности 1,5 при минимальном токе ОЗЗ. Следует отметить, что расчет коэффициента чувствительности, согласно [1], не является обязательным. Однако, в данном случае расчет необходим для выбора варианта выполнения защиты.

Значения токов срабатывания задаются во вторичных значениях тока. При расчете уставки следует учитывать коэффициент трансформации трансформатора тока нулевой последовательности (ТТНП), к которому защита подключена. Для ТТНП типа ТЗЛ, ТЗЛМ коэффициент трансформации обычно равен 25:1.

Емкостной ток двигателя $I_{с.дв.}$ при внешнем ОЗЗ может быть приближенно определен по эмпирической формуле [17]:

- для двигателей напряжением $U_{н.дв} = 6$ кВ и мощностью $S_{н.дв}$:

$$I_{с.дв.} = 0,017 \cdot S_{н.дв} \quad (4.11,а)$$

- для двигателей напряжением $U_{н.дв} = 10$ кВ и мощностью $S_{н.дв}$:

$$I_{с.дв.} = 0,03 \cdot S_{н.дв} \quad (4.11,б)$$

В выражениях (4.11) размерность мощности: [МВА], получаемые токи имеют размерность [А].

Емкостной первичный ток внешней сети $I_{с.дв.}$ определяется как сумма токов линий и двигателей. Целесообразно учитывать только наиболее мощные двигатели. Расчет проводится в режиме сети, обеспечивающем минимальный уровень токов ОЗЗ, т.е. в условиях отключения наибольшего числа кабельных и воздушных линий, а также двигателей.

Емкостной ток линий можно приближенно рассчитать по эмпирическим формулам [17]:

- для кабельных линий:

$$I_{с.л} = \frac{U_n L_{\Sigma}}{10} \quad (4.12, а)$$

- для воздушных линий:

$$I_{с.л} = \frac{U_n L_{\Sigma}}{350} \quad (4.12, б)$$

где U_n – номинальное линейное напряжение [кВ];

L_{Σ} – суммарная длина линий [км].

В выражениях (4.12) получаемые токи имеют размерность [А].

Более точный расчет емкостного тока кабельной линии можно провести по удельным параметрам, приведенным в таблице 4.1.

Таблица 4.1. Удельные емкостные токи кабельных линий.

Сечение жил [мм ²]	Удельный емкостной ток [А/км]	
	6 кВ	10 кВ
16	0,4	0,55
25	0,5	0,65
35	0,58	0,72
50	0,68	0,8
70	0,8	0,92
95	0,9	1,04
120	1,0	1,16
150	1,18	1,3
185	1,25	1,47
240	1,45	1,7

Примечание. На выходе ТТНП имеется утроенное значение тока нулевой последовательности, который и поступает на вход реле тока. Соответственно, как при расчете параметров защиты по (4.9) и (4.10), так и при расчете емкостных токов элементов сети по (4.11) и (4.12) или по таблице 4.1, следует рассматривать утроенное значение тока нулевой последовательности. Приведенные

эмпирические соотношения (4.11) и (4.12), а также таблица 4.1, определяют уже утроенные токи, необходимые для подстановки в формулы (4.9) и (4.10).

В случае, когда расчеты показывают недостаточную чувствительность защиты, могут быть рассмотрены следующие варианты.

1. Ввод выдержки времени на время порядка 1 с., что позволит отстроиться от переходных процессов в момент возникновения ОЗЗ. В этом случае в формуле (4.9) значение коэффициента «броска» принять $K_{бр} = 1$.

2. Ввод направленности защиты, путем подключения реле направления мощности, включенного на составляющие нулевой последовательности. Контроль направления мощности позволяет надежно различить внешние ОЗЗ от внутренних, в силу чего можно задать ток срабатывания из условия обеспечения необходимой чувствительности, не отстраивая его от внешних ОЗЗ. Надежная работа реле направления мощности обеспечена при значениях тока и напряжения в условиях ОЗЗ, превышающих минимально допустимые. В условиях срабатывания защиты ток нулевой последовательности должен превышать уставку реле тока, которая в реальных условиях практически всегда превышает минимально допустимое значение тока, необходимого для устойчивой работы реле направления мощности. Минимально допустимое значение напряжения для реле направления мощности составляет 1 В. Необходимо проверить, что при внутренних ОЗЗ на выводах двигателя значение $3U_0$ превышает указанную величину.

3. Ввод зависимой от тока характеристики выдержки времени. В защите всех двигателей, подключенных к данной системе сборных шин, применяется одинаковая выдержка времени. В случае внутреннем ОЗЗ на защищаемом двигателе ток, уходящий во внешнюю сеть через место включения защиты будет больше, чем при внешнем ОЗЗ. Все защиты, для которых ток превысил уставку срабатывания, одновременно запустятся. С меньшей выдержкой сработает защита, через которую идет больший ток, т.е. защита поврежденного двигателя. После его отключения остальные защиты вернуться в исходное состояние. Вариант предполагает, что защиты действуют не на сигнал, а на отключение. В случае действия на сигнал, необходимо предусмотреть принудительный возврат пустившихся защит по факту срабатывания одной из них. Т. О. излишний пуск на внешнее ОЗЗ не приведет к излишнему срабатыванию защиты, в связи с чем ток срабатывания можно не отстраивать от внешнего ОЗЗ, а выбирать из условия обеспечения необходимой чувствительности. Ограничение применимости варианта: минимальный ток в сторону сети при внутреннем ОЗЗ, должен быть больше емкостного тока двигателя. В противном случае первой сработает не защита, установленная на поврежденном двигателе, а одна из смежных.

Сеть с резонансно-заземленной или компенсированной нейтралью. Для уменьшения емкостного тока в точке ОЗЗ применяется дугогасящий реактор (катушка индуктивности), установленный в цепи нейтрали дополнительного трансформатора со схемой соединения обмоток «треугольник/звезда», подключенного к шинам сети. Индуктивность реактора при резонансной настройке с емкостью сети позволяет полностью компенсировать ток замыкания землю. Практически, емкость сети может изменяться случайным образом за счет включения или отключения элементов сети, что приводит к нарушению резонанса. Автоматическая регулировка индуктивности реактора частично устраняет нарушения резонанса, но добиться точного резонанса затруднительно.

При выполнении защиты от ОЗЗ следует исходить из того, что сеть может находиться в режиме, близком к резонансу, а значения емкостных токов могут быть незначительны, на уровне единиц ампер. Такие уровни токов не позволяют использовать токовые защиты, реагирующие на ток нулевой последовательности основной частоты. В данном случае используют защиты, реагирующие на высокочастотные составляющие тока нулевой последовательности, кратные $3\omega_0$, где ω_0 – промышленная частота.

Появление высокочастотных составляющих обусловлено двумя причинами. Первая - переходный процесс, связанный с возникновением ОЗЗ. При перемежающихся, неустойчи-

вых замыканиях, когда дуга в месте повреждения самопроизвольно гаснет и вновь возникает, переходный процесс интенсивный и относительно длительный, что позволяет надежно фиксировать перемежающиеся пробой изоляции. Вторая причина – нелинейность элементов сети, в силу чего имеются некоторые искажения синусоидальности электрических величин, приводящие к появлению высокочастотных составляющих. Такие составляющие появляются длительно на всем интервале времени существования ОЗЗ и являются признаком данного вида повреждения. Терминал «Сириус-Д» использует установившиеся составляющие.

Точный расчет тока срабатывания защиты затруднителен в силу сложности расчета высокочастотных составляющих при ОЗЗ. Ориентировочно можно принять уставку срабатывания на уровне 5% от тока первой гармоники, который появился бы в данной сети при отсутствии компенсации. Защита может иметь выдержку времени.

Сеть с резистивно заземленной нейтралью. Взамен дугогасящей катушки в нейтрали дополнительного трансформатора включено активное сопротивление. Московский завод «Электрощит» выпускает шкаф заземления нейтрали с активным сопротивлением 100 Ом (для 6 кВ) и 150 Ом (для 10 кВ). Наличие сопротивления в нейтрали создает, помимо емкостных проводимостей, дополнительный контур для прохождения тока нулевой последовательности при ОЗЗ, что благоприятно сказывается на чувствительности токовых защит. Все рекомендации, по расчету защиты, приведенные применительно к сети с изолированной нейтралью, остаются в силе. Дополнительно, в расчетах емкостного тока во внешнюю сеть при КЗ в двигателе $I_{с,сети}$ следует добавить ток, замыкающийся через резистор.

Пример 2. Расчет защиты двигателя от однофазных замыканий.

Схема сети приведена на рис. 4.6. Параметры элементов сети: напряжение сети 10 кВ. Защищаемый двигатель М1: номинальная мощность $P_{ном,М1} = 5$ МВт, номинальный коэффициент мощности $\cos \varphi = 0,88$. Смежные двигатели, подключенные к тем же шинам, на схеме указаны в виде эквивалентного двигателя $M_{ЭКВ}$ с суммарной мощностью $P_{ном,МЭКВ} = 20$ МВт и усредненным значением номинального коэффициента мощности $\cos \varphi_{ЭКВ} = 0,8$. Подключенная к тем же шинам кабельная сеть на схеме сети указана в виде эквивалентного кабеля $K_{ЭКВ}$ с суммарной длиной кабелей 700 м.

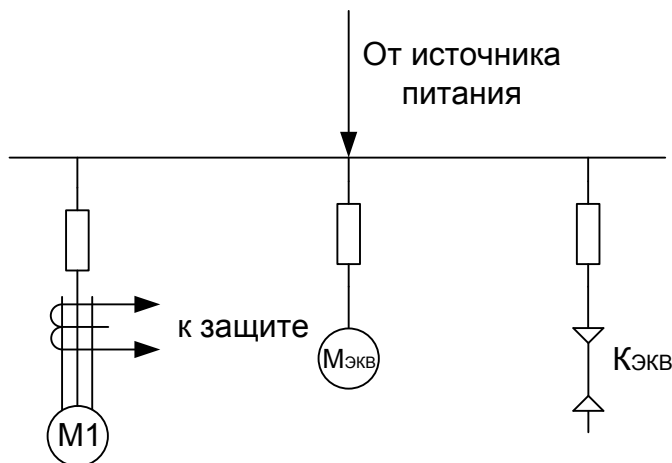


Рис.4.6. Схема сети для расчета защиты двигателя от однофазных замыканий.

Рассматриваем возможность использования ненаправленной токовой защиты нулевой последовательности с контролем токов промышленной частоты.

Емкостные токи элементов сети

Защищаемый двигатель.

Полная мощность двигателя: $S_{н,М1} = P_{ном,М1} \cos \varphi = 5 \cdot 0,88 = 5,68$ МВА.

Емкостной ток по (7,б): $I_{с,М1} = 0,03 \cdot S_{н,М1} = 0,03 \cdot 5,68 = 0,17$ А.

Смежные двигатели.

Полная суммарная мощность двигателей:

$$S_{н.МЭКВ} = P_{ном.МЭКВ} \cos \varphi_{ЭКВ} = 20 \cdot 0,8 = 25 \text{ МВА.}$$

Емкостной ток: $I_{с.МЭКВ.} = 0,03 \cdot S_{н.МЭКВ} = 0,03 \cdot 25 = 0,75 \text{ А.}$

Кабельная сеть.

По (8,а) емкостной ток: $I_{с.С} = \frac{U_n L_{\Sigma}}{10} = \frac{10 \cdot 0,7}{10} = 0,7 \text{ А.}$

Расчет защиты

Первичный ток срабатывания защиты по (4.5):

$$I_{с.з.} = K_{отс} \cdot K_{бр} \cdot I_{с.М1.} = 1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,17 = 0,51 \text{ А}$$

Принято коэффициент отстройки $K_{отс.} = 1,2$; коэффициент «броска» $K_{бр} = 2,5$ из условия выполнения защиты без выдержки времени.

Коэффициент чувствительности для случая однофазного замыкания на выводах двигателя по (4.6):

$$K_{ч} = \frac{I_{с.сети}}{I_{с.з.}} = \frac{0,75+0,7}{0,51} = 2,84$$

При внутреннем КЗ на выводах двигателя емкостной ток, проходящий через место включения защиты, равен сумме токов кабельной сети и смежных двигателей.

Вывод. Защита мгновенного действия с контролем тока нулевой последовательности промышленной частоты имеет достаточный коэффициент чувствительности. Вариант защиты может быть использован.

Вторичный ток срабатывания защиты при подключении терминала «Сириус-21-Д» к ТТНП типа ТЗЛ с коэффициентом трансформации 25:1 равен: $I_{с.з.} = \frac{0,51}{25} = 0,02 \text{ А.}$

4.3. *Тепловая защита от перегрузки двигателя*

Перегрузка двигателя возможна по технологическим причинам, а также в случае затянувшегося пуска, например, возникшего вследствие пониженного напряжения питающей сети или иным причинам. Перегрузка сопровождается повышенным током, проходящем по обмотке статора, что может приводить к чрезмерному ее нагреву и ускоренному износу изоляции, а быстрый нагрев может дополнительно вызвать деформацию обмотки.

В качестве простейшей защиты от перегрузки может быть использована последняя ступень токовой защиты, выполненная в виде максимальной токовой защиты, отстроенной по времени – от времени разворота двигателя из заторможенного состояния, а по току от номинального тока двигателя:

$$I_{с.з.} = K_{отс} \cdot I_{ном.дв} \quad (4.13)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, $K_{отс.} = 1,1$.

Такая ступень учитывает нагрев двигателя косвенно, весьма приближенно, и не может рассматриваться в качестве полноценной защиты от перегрузки. Для корректной работы защиты от перегрузки необходим контроль температуры обмотки. Такой контроль проблематичен, т.к. требует установки датчиков температуры в различных частях обмотки, поскольку температура обмотки может различаться в зависимости от расположения ее частей в корпусе двигателя. Взамен проводится косвенный усредненный контроль температуры по уровню тока в предположении, что тепло, выделяемое током пропорционально квадрату тока. Приемлемая оценка температуры должна учитывать не только нагрев обмотки, но и ее охлаждение, а также начальную температуру обмотки, имевшуюся до перегрузки. При этом, возможны циклические перегрузки, когда необходим учет предыдущего нагрева обмотки вследствие предшествующих перегрузок на относительно малых интервалах времени и, как следствие, повышенная температура при очередной перегрузке.

Задача оценки температуры обмотки решается тепловой моделью двигателя, входящей в состав защиты. Модель проводит оценку предполагаемой температуры обмотки и при достижении предельного значения вырабатывает сигнал срабатывания. Предельная разность температуры обмотки и температуры окружающей среды регламентирована на уровне 40°.

Тепло, выделяемое прохождением тока пропорционально квадрату тока, умноженному на время его прохождения через обмотку – интеграл Джоуля. Простейшая модель определяет допустимое время, приводящее к критическому нагреву, по выражению:

$$t_{\text{доп.}} = \frac{A}{I_{\text{отн}}^2 - 1} \quad (4.14)$$

где $I_{\text{отн}}$ – относительное значение тока, приведенное к номинальному току $I_{\text{отн}} = \frac{I_{\text{д}}}{I_{\text{ном}}}$, $I_{\text{д}}$ – ток двигателя в режиме перегрузки, $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток;

A – каталожный параметр двигателя, характеризует процесс нагрева.

Приведенное выражение соответствует адиабатическому процессу нагреву двигателя без отвода тепла в окружающую среду, поэтому с приемлемой точностью отражает только кратковременные перегрузки. С другой стороны, соотношение (4.14) просто для реализации и нашло свое применение в аналоговых защитах.

Микропроцессорные защиты способны реализовать более сложные и, соответственно, более точные модели. Модель, реализованная в терминалах серии «Сириус-21-Д», учитывает следующие факторы.

Нагрев двигателя зависит не только от величины фазного тока, но от наличия в токе составляющих обратной последовательности. Создаваемое токами обратной последовательности магнитное поле вращается в направлении, обратном направлению вращения ротора двигателя, что приводит к появлению в роторе вихревых токов двойной частоты. За счет малого сопротивления стали ротора вихревые токи могут достигать заметных значений и приводить к дополнительному нагреву двигателя в большей степени, чем токи прямой последовательности. Тепловая модель двигателя определяет нагрев по расчетному эквивалентному току, определяемому по выражению:

$$I_{\text{ЭКВ}} = \sqrt{I_{\text{max}}^2 + K \cdot I_2^2} \quad (4.15)$$

где I_{max} – максимальное из действующих значений токов фаз I_A, I_B, I_C ,

I_2 – ток обратной последовательности,

K – весовой коэффициент, задаваемый в диапазоне от 0 до 9.

Адиабатический процесс нагрева и охлаждения двигателя описывается дифференциальным уравнением

$$d\Theta = \frac{I_{\text{ЭКВ}}^2}{I_{\text{НАГР}}^2} - \Theta \cdot \frac{dt}{T} \quad (4.16)$$

где Θ – количество тепла,

$I_{\text{ЭКВ}}$ – эквивалентный ток, рассчитанный по формуле (4.15),

$I_{\text{НАГР}}$ – номинальный ток двигателя,

T – постоянная времени.

Постоянная времени может иметь два значения: $T_{\text{НАГР}}$ и $T_{\text{ОХЛ}}$ в зависимости от того, в каком режиме находится электродвигатель. Постоянная времени $T_{\text{НАГР}}$ используется для работающего электродвигателя в режимах «ЗАПУСК» и «РАБОТА», постоянная времени $T_{\text{ОХЛ}}$ – для остановленного в режиме «СТОП».

Решение уравнения (4.16) дает экспоненциальную функцию для расчета нагрева в произвольный момент времени для процесса нагрева:

$$\Theta_t = \Theta_{100} + \Theta_0 - \Theta_{100} \cdot e^{-t/T_{\text{НАГР}}} \quad (4.17)$$

и процесса охлаждения

$$\Theta_t = \Theta_0 \cdot e^{-t/T_{\text{ОХЛ}}} \quad (4.18)$$

где $\Theta_t, \Theta_0, \Theta_{100}$ – нагрев к моменту времени t , начальный нагрев в момент начала или окончания перегрузки и конечный нагрев при бесконечной длительности перегрузки;

t – время с момента начала перегрузки (для нагрева) или с момента окончания перегрузки (для охлаждения).

При отключении питания более суток значение нагрева устанавливается равным 0%.

Решения (4.17) и (4.18) иллюстрируются рисунками рис. 4.7 и рис. 4.8. Алгоритм защиты от перегрузки по выражениям (4.17) и (4.18) контролирует нагрев электродвигателя, выраженный в процентах относительно номинального нагрева соответствующего постоянному режиму при номинальной нагрузке двигателя. Начало нагрева двигателя фиксируется при превышении эквивалентным током $I_{\text{ЭКВ}}$ двигателя номинального тока двигателя, а начало охлаждения – по снижению тока ниже номинального.

Необходимость установки защиты и ее действие при срабатывании определено Правилами [1], которые требуют установку защиты только на двигателях, которые по технологическим причинам могут иметь перегрузку или длительный пуск от 20 с. и более. Защита действует на сигнал и разгрузку двигателя. При невозможности разгрузки или отсутствии персонала защита должна действовать на отключение двигателя.

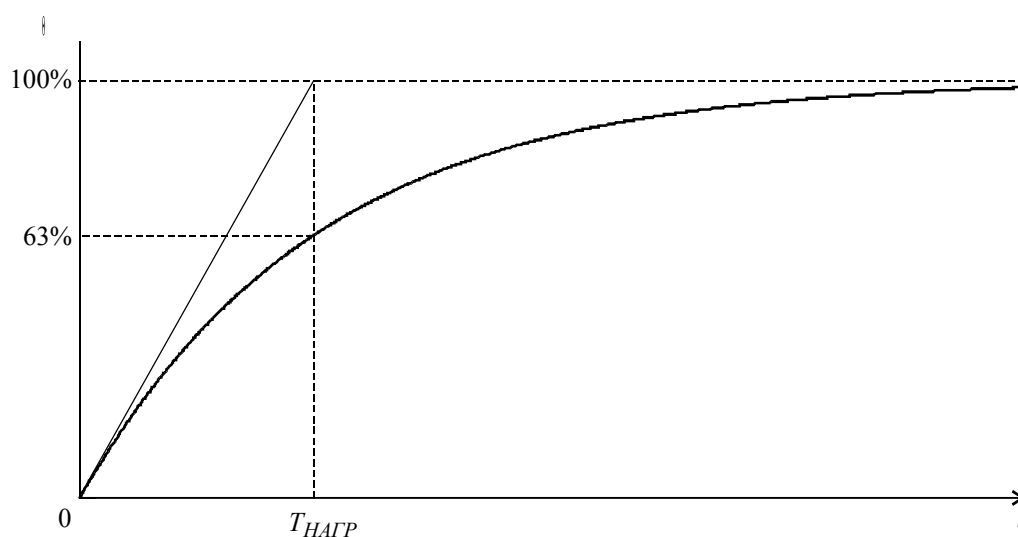


Рис. 4.7. Нагрев электродвигателя из холодного состояния ($\Theta = 0\%$) при протекании номинального тока двигателя

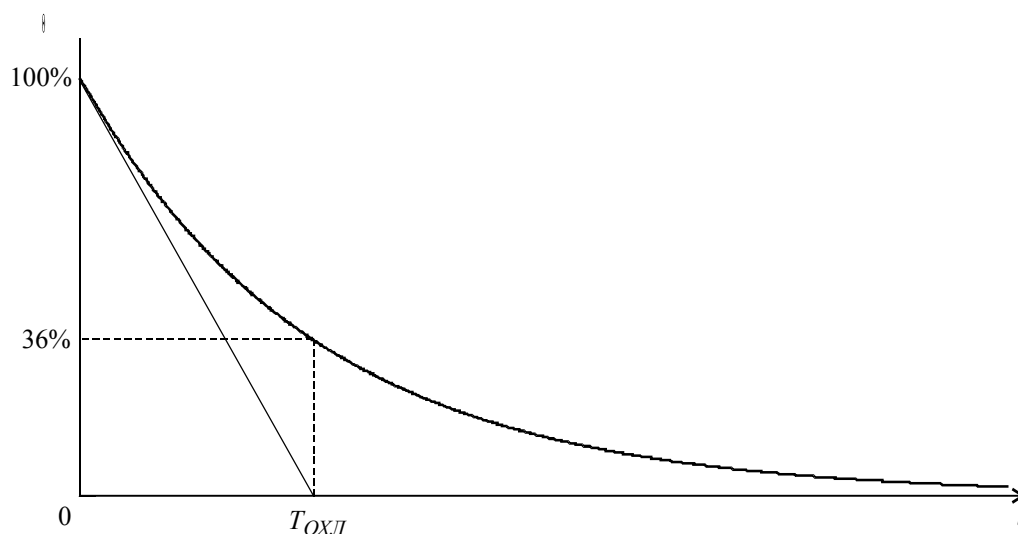


Рис. 4.8. Охлаждение электродвигателя, разогретого до $\Theta = 100\%$, после пропадания тока

Следует отметить, что перегрузка может возникать не только по технологическим причинам, например, при заклинивании ротора. Недопустимый перегрев двигателя при отсутствии защиты может вызвать его возгорание с возможными тяжелыми последствиями не только для двигателя. Поэтому целесообразно более широкое использование защиты, т.к. в случае микропроцессорной реализации терминал уже имеет функцию защиты от перегрузки, наряду с другими функциями защиты двигателя. Такой подход находит отражение и в директивных материалах. Так, решением «Атомэнергопроекта» [21] защита от перегрузки устанавливается на всех двигателях, в том числе и не подверженных перегрузке по технологическим причинам.

С учетом нормативной базы, а также тенденций по выполнению защит двигателей, в терминале «Сириус-21-Д» предусмотрены три уставки срабатывания с различным действием на исполнительные органы:

$\Theta_{ЗАПРЕТ}$ – значение нагрева, при котором запрещается выдача команды на включение выключателя;

$\Theta_{СИГНАЛ}$ – значение нагрева, при котором срабатывает предупредительная сигнализация;

$\Theta_{ОТКЛ}$ – значение нагрева, при котором выдается команда на отключение выключателя.

4.4. Защита минимального напряжения (ЗМН)

Защита минимального напряжения (ЗМН) устанавливается на ряде двигателей, имеющих питание от общей секции сборных шин. Защита позволяет отключить двигатели, имеющие неотвеченную нагрузку, при глубоких и длительных снижениях напряжения на питающих шинах. Такое отключение части двигателей облегчает условия пуска и разворота до номинальных оборотов оставшихся двигателей после восстановления нормального питания шин.

Защита имеет пусковой орган минимального напряжения, который срабатывает при одновременном снижении всех линейных напряжений ниже уровня, заданного уставкой U_{min} . Уставка срабатывания выбирается меньше номинального напряжения:

$$U_{min} = K_{отс} \cdot U_{ном} \quad (4.19)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, $K_{отс} < 1$;

$U_{ном}$ – номинальное линейное напряжение двигателя.

Значение коэффициента отстройки зависит от степени ответственности нагрузки двигателей и от условий самозапуска оставшихся в работе двигателей в условиях сниженного напряжения сети.

Выбор различных коэффициентов отстройки в защитах, установленных на разных двигателях, позволяет выполнить поочередное отключение групп двигателей в зависимости от степени ответственности нагрузки двигателя. Двигатели, имеющие неотвеченную нагрузку, должны отключаться в первую очередь. В защите таких двигателей может использоваться значение коэффициента отстройки $K_{отс}$ на уровне от 0,7 до 0,85. Выдержка времени защиты устанавливается порядка 0,5-1,0 с. Двигатели, в защите которых использовано большее значение коэффициента отстройки, будут отключаться в первую очередь.

В зависимости от технологического процесса может выдвигаться требование отключения двигателей, в том числе и ответственной нагрузки, при длительной потере питания, например, по условиям безопасности или недопустимости самозапуска механизмов после их останова. В этом случае следует принять сниженные значения коэффициента отстройки порядка $K_{отс} = 0,5$ и выдержку времени – несколько секунд.

В случае восстановления нормального напряжения на секцию шин защита может произвести автоматическое повторное включение ранее отключенного двигателя. Для этого в защиту введен пусковой орган максимального напряжения, который срабатывает при превышении наибольшим из линейных напряжений уровня, заданного уставкой U_{max} .

После срабатывания ЗМН и отключения выключателя двигателя запускается реле времени, контролирующее время перерыва питания. Если до истечения заданного времени $t_{зад}$ напряжение восстановится и превысит значение U_{max} , будет разрешено срабатывание АПВ. Уставку срабатывания U_{max} рекомендуется принимать на уровне $U_{max} = 0,9U_{ном}$. Время восстановления напряжения $t_{зад}$ должно превышать время перерыва питания и время самозапуска оставшихся включенными двигателями. При выполнении условий для срабатывания АПВ включение выключателя произойдет через время, заданное уставкой времени срабатывания АПВ $t_{АПВ}$ после восстановления напряжения. Рекомендуется задать $t_{АПВ} = 1$ с.

Для реализации описанной функции должна быть активизирована включенная в состав терминала «Сириус-21-Д» функция АПВ, а также функция оперативного управления АПВ.

4.5. Защита от обрыва фазы (ЗОФ)

При обрыве фазы первичной сети в точке разрыва появляется источник тока обратной последовательности. Токи обратной последовательности опасны, особенно для синхронных двигателей, т.к. вызывают в статорной обмотке магнитное поле обратной последовательности, которое вращается обратно по отношению к направлению вращения ротора. При этом, в стали ротора наводится ЭДС двойной частоты и появляются вихревые токи, вызывающие нагрев ротора, который может привести к его перегреву с последующим разрушением двигателя.

Измерительный орган защиты контролирует относительный уровень $K = I_2 / I_1$ токов обратной последовательности I_2 по отношению к токам прямой последовательности I_1 , при превышении которого $K > K_{зад}$ защита срабатывает.

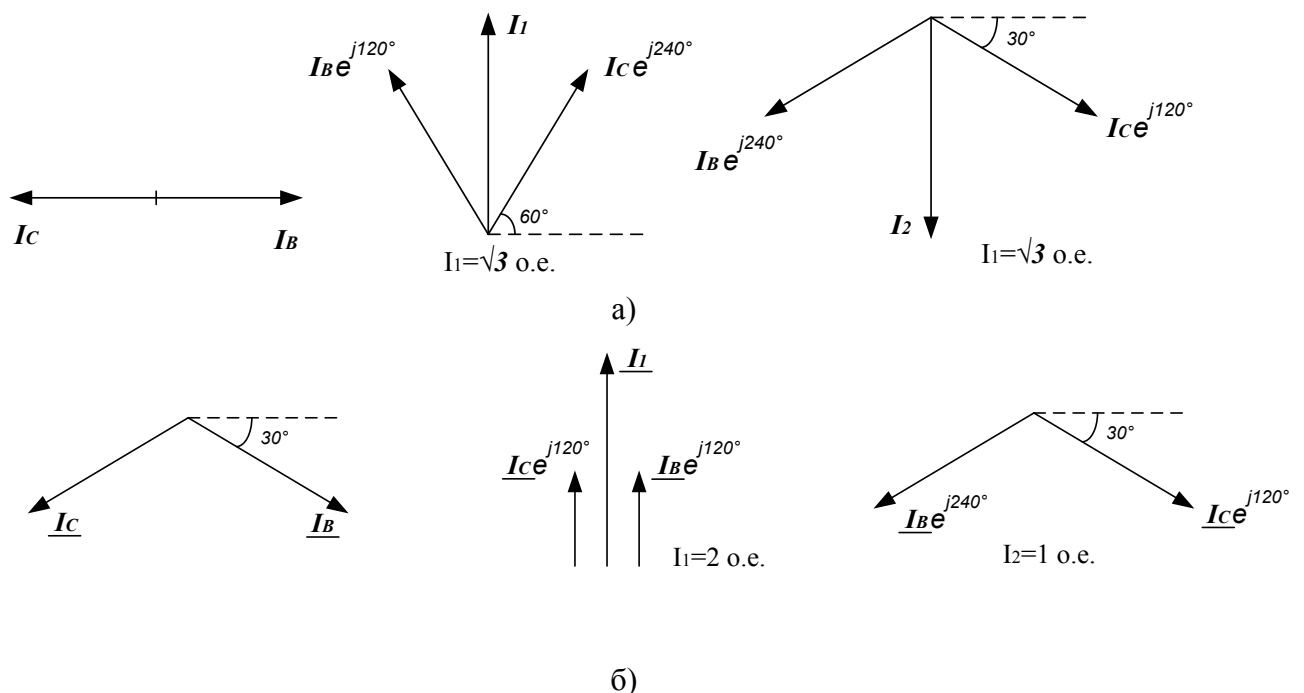


Рис.4.9. Векторные диаграммы токов при обрыве фазы А: а - в первичной сети; б - во вторичных цепях.

Для сети, работающей с изолированной нейтралью, обрыв, например, фазы А (рис.4.9,а) приведет к совпадающим по модулю токам прямой и обратной последовательности и значению $K_{обрыв.перв.} = 1$. В случае обрыва той же фазы А во вторичной цепи от трансформаторов тока, собранных по схеме «полная звезда» (рис.4.9,б), приведенное к вторичному току ТТ значение тока прямой последовательности равно 2, а тока обратной

последовательности – 1 и относительный уровень тока обратной последовательности $K_{\text{обрыв.втор.}} = 0,5$.

Значения $K_{\text{обрыв.перв.}}$ и $K_{\text{обрыв.втор.}}$ в условиях обрыва вполне достаточны для надежного срабатывания защиты, в связи с чем коэффициент ее чувствительности можно не проверять. Задав значение уставки в диапазоне $0,5 < K_{\text{зад}} < 1$, можно отстроиться от срабатывания ЗОФ при обрыве во вторичной цепи и обеспечить срабатывание при обрыве только в первичной сети. Рекомендуется задать $K_{\text{зад}} = 0,3 \div 0,4$ для срабатывания ЗОФ при всех видах обрыва и $K_{\text{зад}} = 0,6 \div 0,7$ для срабатывания только в случае обрыва в первичной цепи.

Выдержка времени срабатывания защиты $t_{\text{ср}}$ должна перекрывать максимальное время несимметрии в случае затянувшихся отключений внешних несимметричных КЗ, при которых токи обратной последовательности могут принимать большие значения. Поэтому:

$$t_{\text{ср}} = t_{\text{max.защит}} + 0,5 \text{ с.}, \quad (4.20)$$

где $t_{\text{max.защит}}$ – максимальное время срабатывания защит питающей сети.

Защита имеет независимую выдержку времени $t_{\text{ср}}$, по истечении которой возможно действие защиты на отключение двигателя или только на сигнализацию.

4.6. Защита от затянутого пуска

Затянувшийся пуск двигателя может иметь место при нарушениях в нагрузке на валу двигателя, приводящих к чрезмерному торможению вала, или по иным причинам медленно-го разворота двигателя. При этом, возможен чрезмерный перегрев двигателя.

Защита от затянутого пуска работает только в режиме «ЗАПУСК», который фиксируется при начальном токе двигателя меньше 10% от номинального тока, т.е. при начальном заторможенном состоянии двигателя.

Может быть задан один из двух принципов действия защиты: «I&t» или «I²t».

Принцип «I&t» по существу реализует ступень токовой защиты с выдержкой времени: для срабатывания необходимо превышение током заданной уставки в течение заданного времени. Ток и время срабатывания защиты определяются из условия отстройки от режима пуска двигателя из заторможенного состояния:

$$I_{\text{ср}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{ном}} \quad (4.21)$$

где $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток двигателя;

$K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, учитывающий возможное увеличение тока по истечении времени запуска двигателя, например из-за перегрузки, рекомендуется принять значение $K_{\text{отс}} = 1,2$.

$$t_{\text{ср}} = t_{\text{пуск}} + 0,5 [\text{с.}] \quad (4.22)$$

где $t_{\text{пуск}}$ – максимальное время пуска из заторможенного состояния.

В принципе «I²t» контролируется выделяемое в двигателе тепло от прохождения пускового тока (интеграл Джоуля). Защита срабатывает, если выполняется условие:

$$I_{\text{max}}^2 \cdot t \geq I_{\text{уст}}^2 \cdot t_{\text{уст}} \quad (4.23)$$

где I_{max} – интегральное значение максимального из фазных токов, от начала пуска до момента t;

t – время от начала пуска;

$I_{\text{уст}}$ – уставка по току срабатывания;

$t_{\text{уст}}$ – уставка по времени срабатывания.

4.7. Дополнительные защиты

Дополнительные защиты предназначены для фиксации особых режимов работы двигателя, которые не являются опасными, а действие защит ограничивается сигнализацией и в редких случаях отключением.

Защита от блокировки ротора. Защита от блокировки ротора срабатывает только в режиме «РАБОТА», если ток одной из фаз превышает ток срабатывания, в течение заданного времени.

Защита минимального тока. Защита минимального тока срабатывает, если максимальный из фазных токов меньше тока срабатывания, заданного уставкой, в течение времени срабатывания, заданного уставкой. Защита минимального тока блокируется при пуске ЗМН и при отключенном выключателе

Защита от обратной мощности. Защита срабатывает, если активная мощность поступает от двигателя на шины, в течение времени срабатывания, заданного уставкой. Режим характерен при подпитке внешней точки КЗ от двигателя в процессе его торможения, что приводит к появлению остаточного напряжения на шинах. Отключение двигателя позволяет ограничить время и уровень остаточного напряжения, что может быть полезным при выполнении автоматики сетей, например, сократить время действия АВР, контролирующего отсутствие напряжения на шинах, потерявших питание.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. - М.: Энергоатомиздат, 2003.
2. Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем. РД 34.35.310-97, - М.: ОРГРЭС, 1997.
3. Шалин А.И. Надежность и диагностика релейной защиты энергосистем. Новосибирск, НГТУ, 2003.
4. Дорофеев В.В., Макаров А.А. Активно-адаптивная сеть – новое качество ЕЭС России, журнал «Энергоэксперт», №4, 2009.
5. Аношин А.О., Головин А.В., Максимов Б.К. Исследование функциональной совместимости устройств РЗА по условиям стандарта МЭК 61850, журнал «Релейщик», №4, 2009.
6. Аржанников Е.А., Аржанникова А.Е., Выбор параметров срабатывания микропроцессорных защит трансформаторов и линий: учебное пособие. Иваново, издание ИГЭУ, 2007.
7. Официальный сайт ЗАО «РАДИУС Автоматика» [сайт]. URL: <http://www.rza.ru>.
8. Шабад М.А. Автоматизация распределительных электрических сетей с использованием цифровых реле: учебное пособие. - СПб, издание ПЭИПК, 2006.
9. Официальный сайт ЗАО «Таврида Электрик» [сайт]. URL: <http://www.tavrida.ru>.
10. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. – 15-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1996.
11. Федосеев А.М. Релейная защита электрических систем. - М.: «Энергия», 1976.
12. Электротехническая энциклопедия в 4 т. / под ред. А. Ф. Дьякова (гл. ред.) - М.: Издательский дом МЭИ, 2005 - 2010.
13. Лосев С.Б., Чернин А.Б. Вычисление электрических величин в несимметричных режимах электрических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1983.
14. Официальный сайт ПК «Бриз» [сайт]. URL: <http://www.pk-briz.ru>.
15. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110 – 750 кВ. Руководящие указания по релейной защите, вып. 11. - М.: «Энергия», 1979.
16. Микропроцессорные устройства защиты: руководство по эксплуатации / Радиус-Автоматика. – М.: 2006 ÷ 2010.
17. Шабад М.А. Выбор характеристик и уставок цифровых реле – терминалов серии SPACOM. - СПб, издание ПЭИПК, 2005.
18. Соловьев А.Л. Методические указания по выбору характеристик и уставок защиты электрооборудования с использованием микропроцессорных терминалов серии SEPAM. - СПб, издание ПЭИПК, 2005.
19. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110÷500 кВ. Руководящие указания по релейной защите, вып. 13Б. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
20. Корогодский В.И., Кужеков С.Л., Паперно Л.Б. Релейная защита электродвигателей напряжением выше 1 кВ, - М.: Энергоатомиздат, 1987.
21. Релейная защита сети собственных нужд 6,3 и 0,4 кВ электростанций с турбогенераторами. – М: «Атомэнергопроект», 1987.

Расчет фиктивного сопротивления для моделирования КЗ на границе зоны срабатывания МТЗ

Определяется фиктивное сопротивление Z_{Δ} , задающее электрическую удаленность для точки КЗ на границе зоны срабатывания МТЗ_{см}. Его значение может быть получено из уравнений Кирхгофа, составленных для схемы замещения.

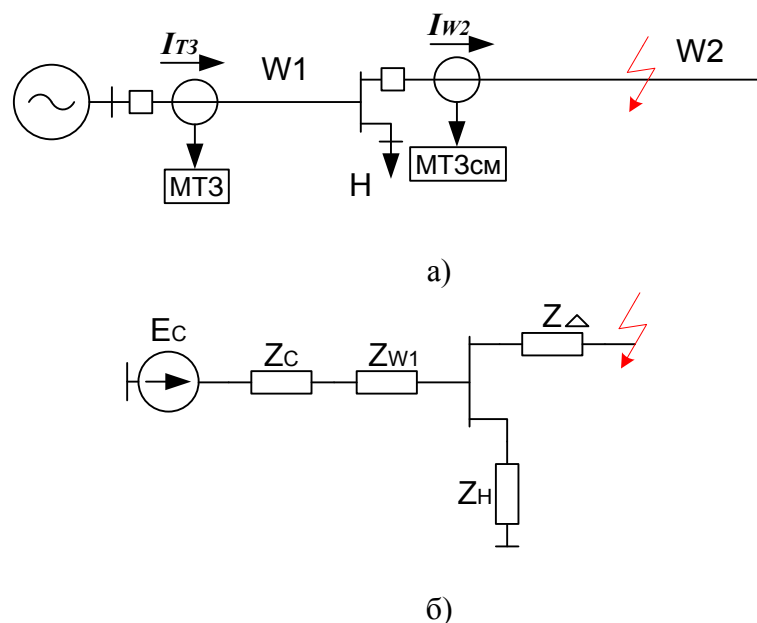


Рис. П1. Схема сети (а) и схема замещения (б).

При КЗ на границе зоны действия МТЗ_{см} ток в линии W2 равен заданному току срабатывания $I_{\text{МТЗ.см}}$. На схеме рис. П1,б не известно сопротивление Z_{Δ} , но известен ток в линии W2, который в рассматриваемых условиях равен $I_{\text{МТЗ.см}}$. Ток в линии W2 определяется по соотношению:

$$I_{w2} = \frac{E_c}{Z_{w1} + Z_c + \frac{Z_{\Delta} \cdot Z_H}{Z_{\Delta} + Z_H}} \cdot \frac{Z_H}{Z_H + Z_{\Delta}} \quad (\text{П1.1}),$$

С учетом равенства $I_{\text{МТЗ.см}} = I_{w2}$, в левую часть выражения (П1.1) подставляем ток срабатывания МТЗ_{см} и переходим в правой части к модулям комплексных величин. При этом переменные $I_{\text{МТЗ.см}}$ и E_c - действительные, а все сопротивления – комплексные. В итоге получаем уравнение по отношению к комплексной неизвестной $Z_{\Delta} = R_{\Delta} + jX_{\Delta}$:

$$Z_{w1} + Z_c + Z_H \cdot Z_{\Delta} + Z_{w1} + Z_c \cdot Z_H = \frac{E_c}{I_{\text{МТЗ.см}}} Z_H \quad (\text{П1.2})$$

Полученное уравнение не может быть решено, т.к. содержит два неизвестных R_{Δ} и X_{Δ} . Принимаем $R_{\Delta} = 0$. Записываем комплексные сопротивления через активную и реактивную составляющую $Z = R + jX$. В итоге, левая часть выражения (П1.2) представляется как сумма реальной и мнимой частей: $Re + j \cdot Im$, каждая из которых содержит неизвестную X_{Δ} . Из равенства модулей, заданных выражением (П1.2) получаем квадратное уравнение по отношению к X_{Δ} :

$$Re^2 + Im^2 = \frac{E_c}{I_{\text{МТЗ.см}}} Z_H^2,$$

решение которого имеет вид:

$$X_{\Delta} = \frac{-B + \sqrt{B^2 - 4A \cdot C}}{2A} \quad (\text{П1.3})$$

где $A = (X_{w1} + X_c + X_H)^2 + (R_{w1} + R_c + R_H)^2$

$$B = 2 R_{w1} + R_c + R_H \cdot R_H X_{w1} + X_c + X_H R_{w1} + R_c - 2 X_{w1} + X_c + X_H \cdot$$

$$\cdot R_H R_{w1} + R_c - X_H X_{w1} + X_c$$

$$C = R_H R_{w1} + R_c - X_H X_{w1} + X_c^2 + R_H X_{w1} + X_c + X_H R_{w1} + R_c^2 - \frac{E_c}{I_{MT3.cm}} Z_H^2$$

Значение X_Δ определяет реактивное сопротивление, которое должно быть задано в схему замещения по рис. П1.1,б. При этом, активная часть фиктивного сопротивления задается равной нулю.

Вывод формулы для тока срабатывания неселективной отсечки

Расчетная схема приведена на рис. П2.1. Требуется обеспечить срабатывание отсечки при условии, когда остаточное напряжение на шинах $U_{\text{ост.А}} \leq K_{U_{\text{ост}}} \cdot U_{\text{ном}}$, где $K_{U_{\text{ост}}}$ – доля допустимого остаточного напряжения. Чувствительность отсечки должна быть не ниже $K_{\text{ч.доп}}$.

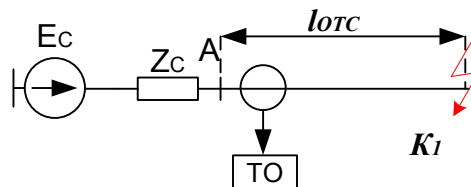


Рис. П2. Расчетная схема для определения защитоспособности

Ток при трехфазном КЗ в точке K_1 на границе зоны l_0 , требующей срабатывания отсечки:

$$I^{(3)} = \frac{E_c}{Z_c + l_0 \cdot Z_{\text{уд}}} \quad (\text{П2.1})$$

где E_c – ЭДС системы, равная фазному напряжению питающей сети $E_c = U_{\text{ном}}$;

Z_c – эквивалентное сопротивление системы «за спиной», включающее сопротивление питающей системы и предыдущих линий;

$Z_{\text{уд}}$ – удельное сопротивление защищаемой линии.

При этом, остаточное напряжения на шинах:

$$U_{\text{ост.А}} = I^{(3)} \cdot l_0 \cdot Z_{\text{уд}} \quad (\text{П2.2})$$

Подставляя (П2.1) в (П2.2) и принимая $U_{\text{ост.А}} = K_U \cdot U_{\text{ном}}$, получаем уравнение относительно l_0 :

$$\frac{E_c \cdot l_0 \cdot Z_{\text{уд}}}{Z_c + l_0 \cdot Z_{\text{уд}}} = K_{U_{\text{ост}}} U_{\text{ном}}$$

решив которое с учетом $E_c = U_{\text{ном}}$, получаем:

$$l_0 = \frac{K_{U_{\text{ост}}} Z_c}{1 - K_{U_{\text{ост}}} Z_{\text{уд}}} \quad (\text{П2.3})$$

Для обеспечения требуемого коэффициента чувствительности контролируемый отсечкой ток КЗ должен быть $I^{(3)} = K_{\text{ч.доп}} \cdot I_{\text{отс.нс}}$, где $I_{\text{отс.нс}}$ – ток срабатывания отсечки. Подставив (П2.3) в (П2.1) для приведенного коэффициента чувствительности, получим:

$$\frac{E_c}{Z_c + \frac{K_{U_{\text{ост}}} Z_c}{1 - K_{U_{\text{ост}}} Z_{\text{уд}}} \cdot Z_{\text{уд}}} = K_{\text{ч.доп}} \cdot I_{\text{отс.нс}}$$

откуда:

$$I_{\text{отс.нс}} = \frac{U_{\text{ном}}(1 - K_{U_{\text{ост}}})}{K_{\text{ч.доп}} Z_c} \quad (\text{П2.4})$$

Расчет параметров модели двигателей

В нагрузочных режимах и в режиме симметричного трехфазного КЗ двигатель входит в схему замещения только прямой последовательности, а в режиме несимметричного двухфазного КЗ – также и в схему замещения обратной последовательности. Модель двигателя зависит от расчетного режима и может включать ЭДС и сопротивление или только сопротивление.

Возможны следующие расчетные режимы:

- расчет установившегося нагрузочного режима, двигатели работают на номинальных оборотах;
- расчет нагрузочного режима с учетом запуска двигателей из заторможенного состояния;
- расчет начального момента КЗ с учетом подпитки точки КЗ от двигателей;
- расчет установившегося режима КЗ, когда подпитка точки КЗ от двигателей отсутствует.

Исходные данные для расчета параметров *асинхронного двигателя*:

$U_{НОМ}$ – номинальное напряжение двигателя [кВ];

$P_{НОМ}$ – номинальная мощность [кВт];

$K_{П}$ – кратность пускового тока [о.е.];

$\cos \varphi$ – номинальный коэффициент мощности [о.е.];

η – коэффициент полезного действия [о.е.];

$K_{ЗАГ}$ – коэффициент загрузки [о.е.].

Все параметры, кроме коэффициента загрузки $K_{ЗАГ}$, являются каталожными. Коэффициент загрузки учитывает мощность нагрузки на валу двигателя: двигатель может быть загружен полностью $K_{ЗАГ} = 1$ или частично $K_{ЗАГ} < 1$. При отсутствии данных о загрузке двигателя рекомендуется принять $K_{ЗАГ} = 1$.

Расчет параметров асинхронных двигателей в схемах замещения проводится в следующей последовательности:

- определяется номинальный ток двигателя

$$I_{НОМ} = \frac{P_{НОМ} * K_{ЗАГ}}{\sqrt{3} * U_{НОМ} * \eta * \cos \varphi}$$

- установившийся нагрузочный режим, двигатель в самозапуске не участвует:
- полное сопротивление прямой последовательности

$$Z_1 = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} * I_{НОМ}}$$

- реактивная составляющая сопротивления прямой последовательности

$$X_1 = Z_1 * \sqrt{1 - \cos^2 \varphi}$$

- активная составляющая сопротивления прямой последовательности

$$R_1 = Z_1 * \cos \varphi$$

- ЭДС: $E = 0$

- начальный момент КЗ, установившийся режим КЗ, самозапуск двигателя:

- активная составляющая сопротивления прямой и обратной последовательности

$$R_1 = R_2 = 0.0$$

- реактивная составляющая сопротивления прямой и обратной последовательности

$$X_1 = X_2 = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} * I_{НОМ} * K_{П}}$$

- ЭДС двигателя для начального момента КЗ: $E = 0,9 * U_{НОМ}$, а в остальных режимах $E = 0$.

Исходные данные для расчета параметров *синхронного двигателя*:

$U_{НОМ}$ – номинальное напряжение двигателя [кВ];
 $P_{НОМ}$ – номинальная мощность [кВт];
 $K_{П}$ – кратность пускового тока [о.е.];
 $\cos \varphi$ – номинальный коэффициент мощности [о.е.];
 η – коэффициент полезного действия [о.е.];
 $K_{ЗАГ}$ – коэффициент загрузки [о.е.];
 Z_2 – сопротивление обратной последовательности [о.е.];

Режим по реактивной мощности: выдача, потребление или без перетока.

Расчет параметров синхронных двигателей в схемах замещения проводится в следующей последовательности:

- определяется номинальный ток двигателя

$$I_{НОМ} = \frac{P_{НОМ} * K_{ЗАГ}}{\sqrt{3} * U_{НОМ} * \eta * \cos \varphi}$$

- установившийся нагрузочный режим, двигатель в самозапуске не участвует:
 - полное сопротивление прямой последовательности

$$Z_1 = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} * I_{НОМ}}$$

- реактивная составляющая сопротивления прямой последовательности при выдаче реактивной мощности

$$X_1 = -Z_1 * \sqrt{(1 - \cos \varphi)^2}$$

- реактивная составляющая сопротивления прямой последовательности при потреблении реактивной мощности

$$X_1 = Z_1 * \sqrt{(1 - \cos \varphi)^2}$$

- реактивная составляющая сопротивления прямой последовательности при отсутствии перетока реактивной мощности

$$X_1 = 0$$

- активная составляющая сопротивления прямой последовательности при выдаче или потреблении реактивной мощности

$$R_1 = Z_1 * \cos \varphi$$

- активная составляющая сопротивления прямой последовательности при отсутствии перетока реактивной мощности

$$R_1 = Z_1$$

- ЭДС: $E = 0$

- начальный момент КЗ, установившийся режим КЗ, самозапуск двигателя:

- активная составляющая сопротивления прямой последовательности

$$R_1 = 0.0$$

- реактивная составляющая сопротивления прямой последовательности

$$X_1 = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} * I_{НОМ} * K_{П}}$$

- активная составляющая сопротивления обратной последовательности

$$R_2 = 0,04 * \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} * I_{НОМ}}$$

- реактивная составляющая сопротивления обратной последовательности

$$X_2 = Z_2 * \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} * I_{НОМ}}$$

- ЭДС двигателя для начального момента КЗ:

$E = 0,9 * U_{НОМ}$ – при потреблении реактивной мощности;

$E = 1,1 * U_{НОМ}$ – при выдаче реактивной мощности;

$E = U_{НОМ}$ – при отсутствии перетока реактивной мощности,

в иных режимах принимается $E = 0$.