

А. В. БЕЛЯЕВ

**ВЫБОР АППАРАТУРЫ,
ЗАЩИТ И КАБЕЛЕЙ
В СЕТЯХ 0,4 кВ**

www.samelectric.ru

Федеральное агентство по энергетике
Федеральное государственное образовательное учреждение
дополнительного профессионального образования

ПЕТЕРБУРГСКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ
(ФГОУ ДПО «ПЭИПК»)

Кафедра релейной защиты и автоматики
электрических станций, сетей и энергосистем

А.В. БЕЛЯЕВ

ВЫБОР АППАРАТУРЫ, ЗАЩИТ И КАБЕЛЕЙ В СЕТЯХ 0,4 кВ

Учебное пособие

Санкт-Петербург

2008

УДК 621.316.9
ББК 31.232.3
Б 44

Одобрены и рекомендованы к опубликованию Ученым советом института
Протокол № 4 от 20 декабря 2006 г.

Научный редактор М.А. Шабал, профессор кафедры РЗА.

БЕЛЯЕВ А. В.

Б 44 Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ. – СПб.: ЦНИПК, 2008 г. – 230 с.

В книге рассмотрены расчеты токов коротких замыканий, выбор аппаратуры, защит и кабелей в электрических сетях 0,4 кВ электростанций и подстанций энергосистем, промышленных и сельскохозяйственных предприятий. Приведены справочные материалы, необходимые для расчетов. Рассмотрены вопросы аварийного электроснабжения, дальнего резервирования отказов защит и выключателей и применения цифровой техники в сетях этого напряжения.

Предназначена для работников проектных организаций и для персонала, обслуживающего электрические сети.

УДК 621.316.9
ББК 31.232.3

ISBN 978-5-88718-009-9

© ЦНИПК, 2008

ВВЕДЕНИЕ

Электрические сети 0,4 кВ являются наиболее распространенными, они применяются на всех промышленных и сельскохозяйственных предприятиях, электростанциях и подстанциях. От этих сетей во многом зависит надежная работа предприятий.

За последние годы техническая оснащенность сетей 0,4 кВ существенно изменилась. Получили распространение понижающие трансформаторы 6(10)/0,4 кВ большой мощности (1000, 1600, 2500 кВ·А), что привело к значительному увеличению значений токов короткого замыкания (КЗ). Созданы новые типы защитных аппаратов, способных отключать эти токи, а также ограничивать их максимальное значение, уменьшать их термическое и электродинамическое действие на защищаемые сети и аппаратуру. Для получения регулируемых защитных характеристик стали применяться выключатели с полупроводниковыми и цифровыми (микропроцессорными) релейными элементами. Наряду с этим совершенствуются расчетные методы выбора аппаратуры и защит.

С применением понижающих трансформаторов большой мощности стало очевидным существенное влияние токоограничивающего действия электрической дуги в месте повреждения на значения токов КЗ. Это потребовало проведения соответствующих исследований и совершенствования расчетных методов определения токов КЗ.

Сопротивление электрической дуги в месте повреждения, особенно вблизи мощных питающих источников, оказалось значительно выше номинального. Поэтому применяемые ранее методы блокировки максимальных токов защит трансформаторов 10(6)/0,4 кВ по напряжению для обеспечения несрабатывания защиты при пуске и самозапуске электродвигателей оказались непригодными. Появились новые разработки в этой области.

В сетях 0,4 кВ всегда остро стояла проблема дальнего резервирования отказов защит и выключателей. Осуществить это резервирование теми же традиционными методами, как в сетях высокого напряжения, не удавалось из-за очень существенного снижения значений токов КЗ по мере удаления точки КЗ от источников питания. Разрешить эту проблему оказалось возможным только в последние годы, когда для защиты электрических сетей стала применяться цифровая техника.

Для повышения надежности электроснабжения на многих предприятиях строят собственные электростанции небольшой мощности напряжением 6(10) кВ. Широкое распространение получает аварийное электроснабжение от собственных маломощных дизель-генераторов напряжением

0,4 кВ. При этом сети 0,4 кВ работают в особо сложных условиях, когда при питании от энергосистемы токи КЗ могут быть весьма значительны, а при питании от собственных электростанций или аварийных источников уменьшаются в несколько раз. Однако требования к защите сети (быстродействие, надежность, селективность, чувствительность) не снижаются. В этих условиях особенно остро встает вопрос комплексного подхода к выбору аппаратуры, защит и кабелей. Наряду с этим применяются специальные решения по обеспечению самозапуска электродвигателей, поскольку мощность аварийного источника питания меньше основного.

Это вносит свои особенности в расчеты токов КЗ и защит — при питании от маломощных генераторов в ряде случаев возникает необходимость учитывать вытухание токов КЗ в сетях напряжением 0,4 кВ.

Получают распространение цифровые защиты трансформаторов 6(10)/0,4 кВ, для которых также необходимо учитывать специфику расчетов и выполнения логики защиты.

В этой книге, которая является значительно дополненным изданием моей работы, выпущенной в 1988 г. под тем же названием, сделана попытка осветить накопленный опыт решения указанных выше проблем.

Главы 14 и 15 книги написаны совместно с кандидатом технических наук М.А. Элитным.

Цель данной книги — оказать читателю практическую помощь при выборе аппаратуры, защит, кабелей, а также построении схем сетей 0,4 кВ, поскольку все эти вопросы для сетей данного напряжения неразрывно связаны и при рациональном проектировании должны решаться совместно.

В книге показано, как рассчитать токи КЗ, учесть токоограничивающее действие электрической дуги в месте повреждения, какие значения токов принять для выбора аппаратуры и какие — для проверки чувствительности защит, как оценить возможность самозапуска электродвигателей и рассчитать возникающие в этом режиме токи. Дана информация об автоматических выключателях и предохранителях и их защитных характеристиках. Рассмотрены вопросы выбора кабелей, аппаратуры, рабочих уставок защит электродвигателей, сборок, питающих трансформаторов и аварийных генераторов. Указано на недостатки защитных характеристик некоторых типов существующих автоматических выключателей. Описаны выносные релейные защиты и области их применения. Изложены принципы выполнения аварийного электроснабжения и обеспечения группового и поочередного самозапуска электродвигателей. Рассмотрены особенности защит аварийных генераторов 0,4 кВ и трансформаторов 6(10)/0,4 кВ, выполнение блокировки максимальных токовых защит трансформаторов и генераторов при пуске и самозапуске электродвигателей, а также дальнего резервирования отказов защит и выключателей на основе применения цифровых реле. Даны примеры решения задач.

В приложении приведены справочные материалы для расчетов токов КЗ.

Сеть напряжением 0,4 кВ может хорошо функционировать только тогда, когда заранее предусмотрены и рассчитаны все возможные режимы ее работы, правильно выбраны первичные схемы, кабели, защиты, противоаварийная автоматика, схема управления каждого присоединения. Только в условиях такого комплексного подхода ее правильно функционирование подобно хорошо настроенному роялю (по выражению М.А. Шабада). В этом самое главное отличие этих сетей от сетей более высоких напряжений, самая большая трудность и большое поле деятельности для будущих поколений релейщиков. К сожалению, на практике это очень редко встречается. Поэтому задача всех релейщиков — совершенствовать эти сети, добиваясь приближения к идеалу. Автор надеется, что данная книга поможет его приближению.

Автор считает своим приятным долгом выразить искреннюю признательность за ценные советы и помощь в работе над книгой профессору М.А. Шабаду.

Замечания и отзывы просьба направлять по адресу: 196135, г. Санкт-Петербург, Авиационная ул., 23, Петербургский энергетический институт повышения квалификации, кафедр РЗА.

1. СХЕМЫ СЕТЕЙ 0,4 кВ И ИХ ОСОБЕННОСТИ

Построение первичных схем сетей 0,4 кВ определяется технологией производства, требованиями надежности электроснабжения электроприемников в соответствии с ПУЭ [1, 2], удобством обслуживания, технико-экономическими показателями, а также требованиями защиты и автоматики. Схемы могут выполняться радиальными, магистральными и смешанными.

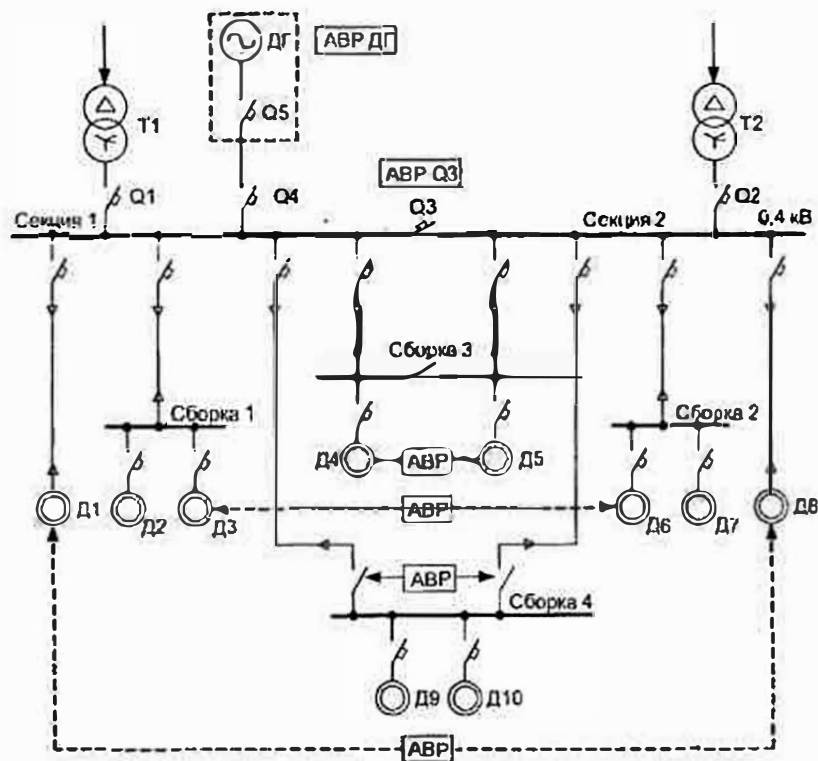


Рис. 1-1. Радиальная схема:

T — питающие трансформаторы; $DГ$ — аварийный дизель-генератор; Q — вводные и секционные автоматические выключатели; D — электродвигатели

Радиальные схемы (рис. 1-1). От главного распределительного щита или комплектной трансформаторной подстанции (КТП) отходят линии питания электродвигателей $D1$ и $D8$ и других электроприемников большой мощности, а также *сборок 1-4* (распределительных пунктов). К главному

щиту целесообразно подключать большое количество электроприемников малой и средней мощности, так как они снижают его надежность. Для питания таких электроприемников (например, электродвигателей $D2-D7$, $D9-D10$) образуют вторичные сборки, питающиеся непосредственно от главного щита, и третичные сборки, питающиеся от вторичных сборок. Третичные сборки обладают наименьшей надежностью, их селективную защиту выполнить трудно, и поэтому их применяют лишь в отдельных случаях, для питания мелких и неответственных электроприемников. Токи КЗ на сборках значительно меньше, чем на главном щите 0,4 кВ, что позволяет применять более дешевую и менее стойкую аппаратуру с небольшими значениями номинальных токов. При образовании сборок учитывается территориальное расположение электроприемников, удобство обслуживания, возможность экономии кабелей, поскольку сечение питающего сборки кабеля принимают меньше суммы сечений кабелей питающих электроприемников являю их неодновременного включения.

Распределение электродвигателей по сборкам зависит от их мощности и возможности выполнения защиты сети. Технико-экономические расчеты показывают, что к главному щиту целесообразно, как правило, подключать электродвигатели большой мощности (более 55 кВт). Электродвигатели малой (до 10 кВт) и средней (10-55 кВт) мощности целесообразно подключать к вторичным сборкам. Однако в зависимости от конкретных особенностей данной электроустановки одиночные электродвигатели большой мощности (но не более 100 кВт) иногда могут подключаться к вторичным сборкам, а средней — к основному щиту 0,4 кВ.

В ответственных электроустановках с целью обеспечения надежности всю схему делят на две независимые части (подсистемы). Каждая из подсистем состоит из своего понижающего трансформатора $T1$ ($T2$), питающегося от независимого источника, соответствующей секции главного щита 0,4 кВ и питающихся от нее вторичных сборок. Подсистемы взаимно резервируются на разных уровнях напряжения с помощью устройств автоматического включения резерва (АВР). Электродвигатели и приводимые ими ответственные механизмы одного назначения обычно дублируют и снабжают технологическим АВР ($D1$ и $D8$, $D3$ и $D6$, $D4$ и $D5$). Такие электродвигатели также разделяют на две независимые группы, которые подключают к разным подсистемам (к разным секциям главного щита 0,4 кВ, к *сборкам 1* и *2*, имеющим вводы от разных секций, к разным секциям *сборки 3*). Ответственные электродвигатели, не имеющие технологического резервирования, подключают либо к секциям главного щита 0,4 кВ, либо к *сборке 4*, имеющей АВР со стороны питания.

При таком построении схемы надежность работы обеспечивается тем, что в случае погашения одной из подсистем и отказа или неуспешной работы АВР между подсистемами (КЗ на шинах) напряжение в другой подсистеме сохраняется и нарушения технологического процесса не произой-

дет, так как сработают АВР электродвигателей и других ответственных электроприемников (в современных схемах АВР секций запрещается при КЗ на одной из шин).

Для особо ответственных электроприемников (от которых зависит безаварийный останов производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров, повреждений дорогостоящего оборудования) предусматривают третий, аварийный источник питания, например аварийный дизель-генератор ДГ. Один из вариантов его подключения — развилкой на обе секции 0,4 кВ, в этом случае он резервирует каждую из подсистем независимо от состояния другой подсистемы. Однако расчеты надежности электроснабжения показали нецелесообразность этого варианта, поскольку вероятность потери питания от основных источников на порядок больше вероятности повреждения секции. Кроме того, осуществление этого варианта связано с неоправданным усложнением первичной и вторичной коммутации. Поэтому в настоящее время аварийный дизель-генератор подключают на одну из секций, а при его недостаточной мощности — по одному на каждую секцию. Чтобы не перегрузить генератор, все электроприемники, кроме особо ответственных, отключаются при потере основных источников питания защитой минимального напряжения (с выдержкой времени), а затем устройство АВР ДГ отключает выключатели $Q1$ и $Q2$ и включает питание от генератора и секционный выключатель $Q3$ [3]. Подробнее об аварийном электроснабжении см. главу 13.

Магистральные схемы (рис. 1-2). Распределение энергии от трансформаторов $T1$ и $T2$ до сборок 1, 2 и электродвигателей $D1, D2$ выполняется с помощью шинпроводов магистральных (ШМ) и распределительных (ШР), к которым подсоединяют электроприемники.

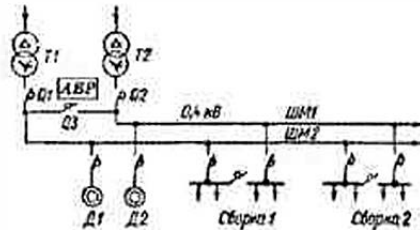


Рис. 1-2. Магистральные схемы

Смешанные схемы. Представляют собой комбинации из радиальных и магистральных схем. На рис. 1-3 показана одна из таких схем, применяемая для питания собственных нужд тепловых электростанций. К главным секциям шин 0,4 кВ подключены электродвигатели большой мощности $D1, D2, D3$, к сборкам 1, 2, 3 — двигатели средней мощности $D4 - D9$. Сборки

4, 5, 6, подключаемые по магистральной схеме и имеющие АВР на вводах, предназначены для питания электродвигателей малой мощности (в основном задвижек). На вводах в сборки 4 и 6 установлены реакторы для снижения токов КЗ и обеспечения стойкости автоматических выключателей АП-50 отходящих линий. Для резервного питания используется специальный резервный трансформатор $TCHp$, от которого проложен шинопровод, имеющий ввод на каждый из главных щитов 0,4 кВ.

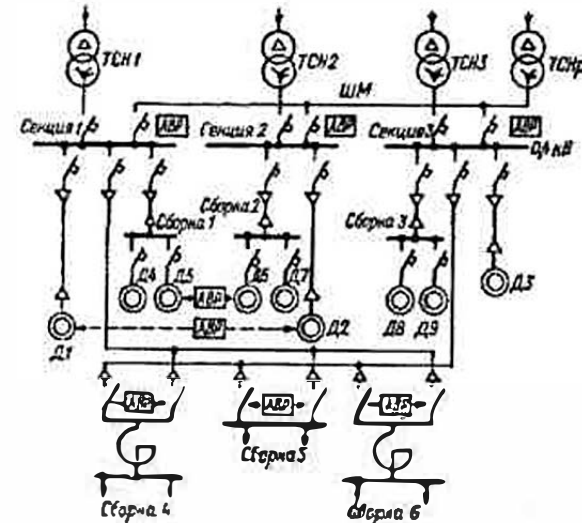


Рис. 1-3. Смешанная схема:

TCH — рабочий трансформатор; $TCHp$ — резервный трансформатор

Построение схемы сети 0,4 кВ в большой степени определяется значениями токов коротких замыканий (КЗ) для выбора аппаратуры и защит, а также ограниченными возможностями применяемых защитных аппаратов (автоматических выключателей и плавких предохранителей).

Для этих сетей характерно весьма значительное (в десятки раз большее, чем в сетях напряжением выше 1000 В) влияние сопротивлений элементов питающей схемы на значения токов КЗ, быстрое снижение значений токов КЗ по мере удаления места повреждения от шин главного щита 0,4 кВ. Например, если при расчетах токов КЗ в сетях 6(10) кВ сопротивление кабеля с алюминиевыми жилами сечением $3 \times 150 \text{ мм}^2$ длиной 200 м можно не учитывать, то в сети 0,4 кВ такой же кабель, подключенный к шинам главного щита за трансформатором мощностью 1600 кВ·А, снижает значение тока трехфазного металлического КЗ в 8,7 раза по сравнению с включенным значением тока КЗ до кабеля.

В сетях 0,4 кВ, в отличие от сетей напряжением выше 1000 В, применяют в основном только встроенные в автоматические выключатели весьма неточные максимальные токовые защиты или предохранители. Поэтому требования защиты сети навязывают определенные ограничения на типы и характеристики применяемых защитных аппаратов, длины и сечения кабелей и, следовательно, на построение схемы сети.

Например, при питании от главного щита 0,4 кВ кабельными линиями (магистральями) последовательно нескольких сборок с двигателями большой и средней мощности обычно не удается обеспечить необходимую чувствительность защиты этих линий из-за необходимости ее отстройки от токов пуска или самозапуска электродвигателей. Поэтому такая магистральная схема питания применяется только для электродвигателей малой мощности (*сборки 4, 5, 6* на рис. 1-3). Для питания электродвигателей средней мощности используются сборки, имеющие один или два самостоятельных ввода от щита 0,4 кВ (*сборки 1, 2, 3, 4* на рис. 1-1). Однако и для одиночных сильно нагруженных сборок с большим количеством электродвигателей средней мощности также часто не удается обеспечить достаточную чувствительность защиты питающих линий. В этих случаях вместо одной такой сборки устанавливаются несколько с самостоятельными линиями питания, или питание щиты двигателей осуществляют непосредственно от щита главного 0,4 кВ.

Выбор кабелей также может определяться не только нагрузкой, но и условиями защиты, например в сетях, требующих защиты от перегрузки, или при необходимости обеспечения достаточной чувствительности защиты, когда считается целесообразным увеличить ток КЗ путем увеличения выбранного по нагрузке сечения кабеля (но не более чем на одну – две ступени).

Условие селективности действия защит обуславливает необходимость сокращения количества последовательно включенных аппаратов защиты в сети 0,4 кВ. Обычно селективным удается выполнить лишь одну – две ступени защиты на участках от главного щита 0,4 кВ до электроприемников, включая защитный аппарат отходящей от этого щита линии.

Из изложенного следует, что для сетей 0,4 кВ характерно единство процесса построения схемы сети, выбора кабелей, коммутационных аппаратов и защит.

2. РАСЧЕТЫ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТЯХ 0,4 кВ

2.1. Цель и особенности расчетов

Расчет выполняется с целью выбора коммутационной аппаратуры, шиннопроводов, кабелей и другого электрооборудования, а также проверки чувствительности защитных устройств.

Особенности расчета токов КЗ в сетях 0,4 кВ: необходимо учитывать активные и индуктивные сопротивления всех элементов цепи КЗ; при питании от энергосистемы не учитывается затухание периодической составляющей тока КЗ из-за большой электрической удаленности генераторов; при питании от маломощных местных электростанций или автономных генераторов напряжением выше 1000 В затухание периодической составляющей тока КЗ не учитывается, если мощность генератора превышает мощность понижающего трансформатора в пять и более раз; при питании от автономных или аварийных генераторов напряжением 0,4 кВ затухание учитывается независимо от мощности генератора.

В зависимости от цели расчета учитывают разные расчетные режимы работы электрической схемы. При выборе аппаратуры расчетным считается максимальный режим, при котором токи КЗ имеют максимальные значения. Этот же режим учитывают при расчетах токов пуска и самозапуска электродвигателей с целью обеспечения несрабатывания защит в сети. При проверке чувствительности защит расчетным является минимальный режим, при котором токи КЗ имеют минимальные значения. Этот же режим используют для проверки возможности пуска и самозапуска электродвигателей.

Подавляющее большинство КЗ в сетях 0,4 кВ происходит через электрическую дугу в месте повреждения, сопротивление которой существенно снижает значения токов КЗ. По данным исследований в 85% случаев КЗ возникают вследствие дугового перекрытия по изоляции [4, 5]. В 13% случаев КЗ возникают вследствие металлического контакта, однако электродинамические силы, пропорциональные квадрату тока КЗ, сбрасывают незакрепленные металлические перемычки, разрывают закоротки небольшого сечения и КЗ переходит в дуговое. При больших токах электродинамические силы достигают нескольких тонн и так быстро разрывают металлический контакт в месте КЗ, что ток КЗ не достигает максимального значения, а сразу же ограничивается сопротивлением электрической дуги (как и токи при включении выключателя). Лишь в 2% случаев КЗ остается металлическим, при условии надежно закрепленной металлической закоротки большого сечения.

Опыт эксплуатации, данные экспериментов и практика расчетов указывают на весьма существенное токоограничивающее действие электрической дуги в месте КЗ, особенно при близких КЗ в сетях, питающихся от трансформаторов большой мощности. Последнее объясняется тем, что

введение сопротивления дуги в цепь КЗ тем больше ограничивает ток, чем меньше относительные значения сопротивлений питающих элементов цепи (то есть, чем больше мощность источника питания).

Необходимость учитывать токоограничивающее действие электрической дуги при расчетах токов КЗ для выбора аппаратуры была особенно острой, когда не было коммутационных аппаратов, способных отключать большие токи металлического КЗ. В настоящее время такие аппараты созданы, и необходимость учета токоограничивающего действия электрической дуги при выборе аппаратуры возникает в редких случаях.

В то же время при расчетах защит и проверке их чувствительности учет токоограничивающего действия электрической дуги остается актуальным. Например, сопротивление электрической дуги может снизить ток КЗ за трансформаторами мощностью 1000 кВ·А и более в несколько раз, что, как показал опыт эксплуатации, приводило к отказу защит трансформаторов.

Эксперименты показывают, что в зависимости от условий возникновения КЗ в сети 0,4 кВ значение тока может находиться в некоторой зоне [4-9, 10, 11]. Верхней границей зоны является ток металлического КЗ, нижней — ток КЗ с учетом наибольшего возможного токоограничивающего действия электрической дуги. Наиболее вероятные значения токов КЗ концентрируются в средней части этой зоны (рис. 2-1).

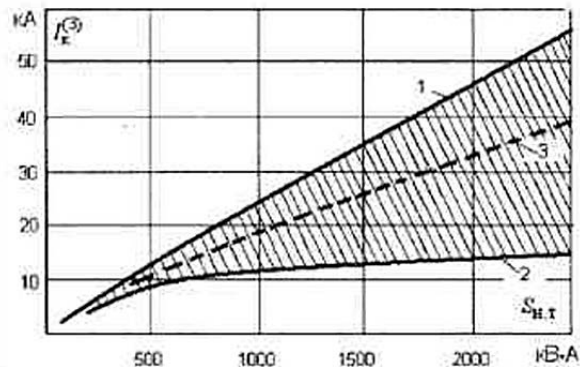


Рис. 2-1. Зона возможных токов при трехфазном КЗ на стороне 0,4 кВ трансформатора в зависимости от его мощности $S_{Н.Т}$; 1 — граница максимальных токов при металлическом КЗ $I_{к.макс}^{(3)}$; 2 — граница минимальных значений токов КЗ через переходные сопротивления $I_{к.мин}^{(3)}$; 3 — значения наиболее вероятных токов КЗ

Исходя из этого, для выбора аппаратуры и защит необходимо определить следующие значения токов и напряжений:

$I_{к.макс}^{(3)}$ — максимальный ток трехфазного металлического КЗ при максимальном режиме работы питающей энергосистемы, используется для выбора аппаратуры и защит, проверки селективности их действия;

$I_{к.мин}^{(1)}$ — максимальный ток однофазного металлического КЗ при максимальном режиме работы питающей энергосистемы, используется для проверки селективности действия защит;

$I_{к.вр}^{(3)}$ — наиболее вероятный (средний) ток трехфазного КЗ, вычисленный с учетом токоограничивающего действия дуги в месте повреждения, используется для выбора аппаратуры в сети, в том числе отходящих от КТП линий, в случае, если невозможно выбрать аппаратуру, стойкую при металлическом КЗ (кроме выданных и секционного выключателей КТП, которые всегда следует выбирать по металлическим КЗ), а также для проверки селективности защит при этом токе, если при металлическом КЗ она не обеспечивается;

$I_{к.р}^{(3)}$, $I_{к.р}^{(2)}$, $I_{к.р}^{(1)}$ — минимальные токи трехфазного, двухфазного и однофазного КЗ, вычисленные с учетом наибольшего токоограничивающего действия электрической дуги в месте повреждения, используются для проверки чувствительности защит при дуговых КЗ и селективности их действия;

$U_{ост}$ — остаточное напряжение при КЗ через электрическую дугу, используется для проверки чувствительности максимальных токовых защит с пуском по напряжению.

В ряде случаев, особенно при проверке чувствительности защит трансформаторов 6(10)/0,4 кВ (см. главу 2.2), необходимо определить чувствительности защит не только при дуговых, но и при металлических КЗ. Поэтому вычисляют также значения минимального тока двухфазного металлического КЗ при минимальном режиме работы энергосистемы $I_{к.мин}^{(2)}$ и минимальный ток однофазного металлического КЗ $I_{к.мин}^{(1)}$.

Определяются также значения ударного тока КЗ и его тепловой импульс; их используют для выбора аппаратуры (автоматических выключателей, рубильников), шинпроводов и другого электрооборудования.

Для быстрой оценки возможности разворота электродвигателя вычисляют значения токов трехфазного металлического КЗ на его зажимах при минимальном режиме работы питающей системы $I_{к.мин}^{(3)}$. ● возможности разворота судят по отношению этого тока к пусковому току электродвигателя (см. главу 4).

2.2. Учет токоограничивающего действия электрической дуги

Расчетный метод учета токоограничивающего действия электрической дуги в сетях 0,4 кВ должен позволять определить перечисленные и

главе 2.1 значения токов и напряжений при питании от трансформаторов и автотрансформаторов; обеспечивать приемлемую точность расчетов; быть простым и удобным для широкого использования, поскольку сети 0,4 кВ применяются повсеместно.

Практический метод учета токоограничивающего действия электрической дуги при выборе аппаратуры и защит предложен в работах [6-9].

Значения токов металлического КЗ $I_{к.макс}^{(3)}$, $I_{к.мин}^{(2)}$ в любой точке сети могут быть найдены по выражениям, вывод которых общеизвестен [12-14].

Ток трехфазного металлического КЗ (в килоамперах) определяется по выражению:

$$I_k^{(3)} = \frac{U_{ср.л}}{\sqrt{3} \sqrt{x_\Sigma^2 + r_\Sigma^2}} \frac{U_{ср.л}}{\sqrt{3} z_\Sigma} \quad (2-1)$$

где $U_{ср.л}$ — среднее номинальное линейное напряжение сети III, В (для сети 0,4 кВ равно 400 В); r_Σ и x_Σ — результирующие активное и индуктивное сопротивления (прямой последовательности) цепи КЗ, мОм; z_Σ — результирующее полное сопротивление цепи КЗ, мОм.

При определении $I_{к.макс}^{(3)}$ в значениях x_Σ и r_Σ входят сопротивления питающей энергосистемы в максимальном режиме, а при определении $I_{к.мин}^{(3)}$ — в минимальном.

Минимальный ток металлического трехфазного КЗ:

$$I_{к.мин}^{(2)} = 0,867 I_{к.мин}^{(3)} \quad (2-2)$$

Токоограничивающее действие электрической дуги при трехфазном КЗ может быть учтено введением в каждую фазу переходного сопротивления $R_{п}$. Такая же интерпретация принята в работе [15]. Схемы замещения при трехфазном КЗ, а также при других видах КЗ для токов прямой, обратной и нулевой последовательностей с учетом переходных сопротивлений приведены на рис. 2-2.

Минимальный ток трехфазного КЗ с учетом наибольшего токоограничивающего действия дуги в месте повреждения $I_{к.л}^{(3)}$ определяется по выражению:

$$I_{к.л}^{(3)} = \frac{U_{ср.л}}{\sqrt{3} \sqrt{x_\Sigma^2 + (r_\Sigma + R_{п1})^2}} \quad (2-3)$$

где x_Σ и r_Σ — индуктивное и активное результирующие сопротивления (прямой последовательности) цепи КЗ без учета сопротивлений рубильников, выключателей, вставных контактов, болтовых соединений, мОм; $R_{п1}$ — переходное сопротивление, совокупно учитывающее сопротивление электрической дуги в месте КЗ, а также сопротивления рубильников, выключате-

лей, вставных контактов, болтовых соединений, рекомендуется принимать равным 15 мОм.

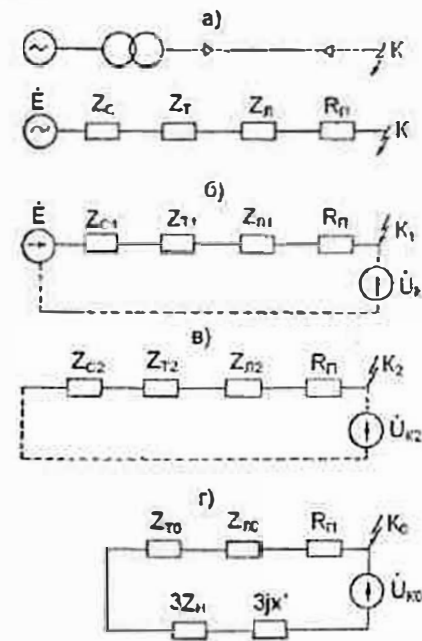


Рис. 2-2. Схемы замещения при трехфазном КЗ (а), а также при других видах КЗ для токов прямой (б), обратной (в) и нулевой (г) последовательностей с учетом переходных сопротивлений

Значение $R_{п1} = 15$ мОм соответствует минимальному возможному току КЗ, полученному по опытным данным на одной из установок 0,5 кВ [12, 16, 17]. Максимальное расчетное значение тока КЗ, равное 58 кА, удавалось получить только при наличии толстой медной перемычки, надежно привинченной к шинам. При КЗ, полученном с помощью припаянной медной закоротки сечением 6-25 мм², значение тока оказалось равным соответственно 60-87% максимального, при свободно лежащем медном брусе — 56%, при стальном свободно лежащем брусе — 68%, а при пережатых по изоляции — 32-56%. Таким образом, минимальное значение тока КЗ было равно $0,32 \times 58 = 18,6$ кА. На первом опыте металлического КЗ со значением тока 58 кА легко найти сопротивление цепи, которое приближенно можно считать индуктивным: $x = 500 / (\sqrt{3} \cdot 58) = 5$ мОм. На опыте КЗ через наибольшее переходное сопротивление можно найти значение этого сопротивления $R_{п1}$. Поскольку минимальное значение тока КЗ равно $I_{к.л}^{(3)} = U_{ср.л} / \sqrt{3} \cdot \sqrt{x^2 + R_{п1}^2} = 500 / \sqrt{3} \cdot \sqrt{5^2 + R_{п1}^2} = 18,6$ кА, то $R_{п1} = 15$ мОм. Это значение $R_{п1}$ рекомендуется вводить в расчетную цепь также инструкцией СН-357-77 [18].

Значение переходных сопротивлений $R_{II} = 15$ мОм можно принимать одинаковым для любой точки сети, независимо от ее удаленности. Допустимость этого основана на том, что определяющим в величине I_{II} является сопротивление дуги, а по мере удаления точки КЗ от трансформатора существенно увеличиваются сопротивления остальных элементов цепи КЗ, поэтому влияние переходных сопротивлений на ток КЗ быстро уменьшается и их точный учет уже не имеет практического значения.

В соответствии со схемой замещения рис. 2-2 ток двухфазного КЗ с учетом токоограничивающего действия дуги находится по выражению:

$$I_{IIK}^{(2)} = 0,867 I_{IIK}^{(3)} \quad (2-4)$$

Отметим, что значения минимальных токов КЗ с учетом наибольшего токоограничивающего действия дуги в месте повреждения $I_{IIK}^{(3)}$ и $I_{IIK}^{(2)}$ обычно почти не зависят от режима работы питающей системы.

Наиболее вероятное (среднее) значение тока трехфазного КЗ с учетом токоограничивающего действия дуги в месте повреждения для любого расчетного случая (любой мощности питающей системы, трансформатора, удаленности точки КЗ) определяется по выражению:

$$I_{IIK}^{(3)} = k_{II} \frac{I_{IIK}^{(3)} + I_{IIK}^{(3)}}{2}, \quad (2-5)$$

где k_{II} — коэффициент надежности, принимаемый равным 1,05–1,1 при токах металлического КЗ более 40 кА и 1,0 в остальных случаях.

Выражение (2-5) косвенно учитывает меняющиеся в зависимости от тока сопротивление электрической дуги, что соответствует физическим процессам, происходящим при КЗ через дугу. Например, значения наиболее вероятного тока $I_{IIK}^{(3)}$ за трансформаторами мощностью 1000 и 1600 кВ·А ($x_c = 0,1 x_1$), равным 18 и 25,9 кА, соответствуют $R_{II} = 6,8$ мОм и $R_{II} = 5,55$ мОм.

Значения токов, получаемые по выражению (2-5), практически совпадают с результатами экспериментальных исследований наиболее вероятных токов КЗ в электроустановках 0,4 кВ.

Например, рассмотрим зависимость расчетных и экспериментальных значений токов КЗ от мощности (сопротивления) трансформаторов. Принимая, что трансформатор питается от мощной энергосистемы с сопротивлением, равным 0,1 сопротивления трансформатора $x_c = 0,1 x_1$. Для этого случая по выражениям (2-1) и (2-3) рассчитываем зона возможных токов КЗ от $I_{IIK}^{(3)}$ до $I_{IIK}^{(3)}$, расчетные значения наиболее вероятных токов КЗ $I_{IIK}^{(3)}$ по выражению (2-5) и опытные значения $I_{IIK}^{(3)}$ по экспериментальному методу [4, 5], а также расхождение между этими методами ΔI % (табл. 2.1).

Таблица 2.1

Значения токов при трехфазном КЗ на стороне 0,4 кВ трансформаторов в зависимости от их мощности

Обозначение величины	Численное значение при мощности трансформатора, кВ·А						
	160	250	400	630	1000	1600	2500
$I_{IIK}^{(3)}$, кА	4,74	7,37	11,8	15	24	38,2	54,7
$I_{IIK}^{(3)}$, кА	4,15	6,0	8,2	9,8	12	13,5	14,3
$I_{IIK}^{(3)}$, кА	4,45	6,69	10	12,4	18	25,9	38
$I_{IIK}^{(3)}$, кА	4,27	6,63	9,44	12	16,8	26,7	38,3
ΔI , %	+4,2	+0,9	+5,9	+3,3	+7,1	-3,0	-0,8

Из этой таблицы видно, что значения наиболее вероятных токов по обоим методам практически совпадают, небольшая положительная погрешность идет в пользу расчетов.

Рассмотрим зависимость расчетных и экспериментальных значений токов КЗ от удаленности точки КЗ в сети 0,4 кВ. В табл. 2.2 приведены соответствующие значения токов при КЗ на кабелях с алюминиевыми жилами в зависимости от их длины при питании от трансформатора мощностью 1000 кВ·А ($x_c/x_1 = 0,1 x_1$).

Таблица 2.2

Значения токов при трехфазном КЗ на кабелях с алюминиевыми жилами в зависимости от их длины при питании от трансформатора мощностью 1000 кВ·А

Обозначение величины	Численное значение при длине кабеля, м						
	0	50	100	150	200	250	300
Кабель 3 x 150 с алюминиевыми жилами							
$I_{IIK}^{(3)}$, кА	24	12,2	7,4	5,2	4,1	3,3	2,8
$I_{IIK}^{(3)}$, кА	12	7,1	5	4	3,3	2,8	2,4
$I_{IIK}^{(3)}$, кА	18	9,65	6,2	4,6	3,7	3,05	2,6
$I_{IIK}^{(3)}$, кА	16,8	9,76	6,66	4,68	3,69	2,97	2,52
ΔI , %	+7,1	-1,1	-6,9	-1,7	+0,3	+2,69	+3,2
Кабель 3 x 50 с алюминиевыми жилами							
$I_{IIK}^{(3)}$, кА	24	5,4	2,9	2	1,5	1,2	1
$I_{IIK}^{(3)}$, кА	12	4	2,4	1,7	1,35	1,1	0,92
$I_{IIK}^{(3)}$, кА	18	4,7	2,65	1,85	1,425	1,15	0,96
$I_{IIK}^{(3)}$, кА	16,8	4,86	2,61	1,8	1,35	1,08	0,9
ΔI , %	+7,1	-3,3	+1,5	+2,77	+5,5	+6,48	+6,6

Из табл. 2.2 видно, что значения наиболее вероятных токов КЗ по объемам металла практически одинаковы, небольшая положительная погрешность идет в запас расчетов.

Рассмотрим зависимость расчетных и экспериментальных значений токов КЗ за трансформаторами от мощности (сопротивления) питающей энергосистемы. Для этого сопротивление системы x_c до шлюза 6 или 10 кВ понижающей трансформаторы представим в виде x_c/x_T . Результаты расчетов соответствующих значений токов КЗ в зависимости от x_c/x_T представлены в табл. 2.3.

Таблица 2.3

Значения токов при трехфазном КЗ за трансформаторами разной мощности в зависимости от сопротивления питающей энергосистемы

Обозначение величины	Численные значения при x_c/x_T					
	0,1	0,4	0,8	1,2	1,6	2,0
Трансформатор 1600 кВ·А						
$I_{н.макс}^{(3)}$, кА	38,2	30,5	23,7	19,5	16,2	14,2
$I_{н.кз}^{(3)}$, кА	13,5	13	12,2	11,6	11	10,2
$I_{ср}^{(3)}$, кА	25,85	21,75	17,95	15,6	13,6	12,2
$I_{н.ст}^{(3)}$, кА	26,74	21,35	16,6	15,6	12,96	11,36
ΔI , %	-3,3	+1,8	+8,1	0	+4,9	+7,4
Трансформатор 630 кВ·А						
$I_{н.макс}^{(3)}$, кА	15	11,9	9,3	7,8	6,5	5,7
$I_{н.кз}^{(3)}$, кА	9,8	8,8	7,5	6,5	5,7	5,2
$I_{ср}^{(3)}$, кА	12,4	10,35	8,4	7,15	6,1	5,45
$I_{н.ст}^{(3)}$, кА	12	10,7	8,37	7,02	5,85	5,13
ΔI , %	+3,3	-3,3	+0,4	+1,9	+4,3	+6,2

Из табл. 2.3 видно, что значения наиболее вероятных токов КЗ по объемам металла также практически одинаковы, небольшая положительная погрешность идет в запас расчетов.

Таким образом, рассмотренный метод учета токоограничивающего действия электрической дуги пригоден для любых расчетных случаев, любой мощности трансформатора и питающей сети, при этом значения токов получатся практически такими же, как в экспериментах [4, 5, 16, 10].

Как указывалось выше, реальные возможные значения токов трехфазных КЗ шлюдаются в зоне, верхней границей которой является ток металлического КЗ $I_{н.макс}^{(3)}$, определяемый по формуле (2-1), нижней — $I_{н.кз}^{(3)}$, вычис-

ленный с учетом наибольшего токоограничивающего действия дуги по формуле (2-3).

Влияние токоограничивающего действия дуги на зону возможных токов КЗ зависит от мощности трансформатора, мощности питающей энергосистемы и удаленности точки КЗ от шин 0,4 кВ.

Влияние мощности трансформатора на величину зоны возможных токов КЗ за трансформатором (на шинах 0,4 кВ) для случая, когда трансформатор питается от мощной энергосистемы ($x_c=0,1 x_T$), показано на рис. 2-1. Из этого рисунка видно, что влияние токоограничивающего действия дуги очень велико, особенно для мощных трансформаторов. Чем меньше мощность трансформатора (т.е. чем больше результирующее сопротивление до точки КЗ), тем меньше зона возможных токов КЗ.

По мере удаления точки КЗ от шин 0,4 кВ зона возможных токов также сужается (рис. 2-3).

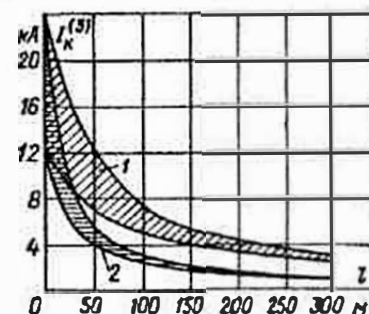


Рис. 2-3. Зона возможных токов при трехфазном КЗ за кабелем с алюминиевыми жилами сечением 3×150 мм² (зона 1) и 3×50 мм² (зона 2) в зависимости от их длины l при шлюзе от трансформатора мощностью 1000 кВ·А ($x_c = 0,1 x_T$)

Аналогично влияет на зону возможных токов КЗ и сопротивление питающей энергосистемы. Зона возможных токов КЗ за трансформаторами в зависимости от x_c/x_T видна из рис. П1-1, а, б, в, из которых видно, что чем больше результирующее сопротивление до точки КЗ, тем меньше зона возможных токов КЗ.

Таким образом, в зависимости от конкретных расчетных условий значения токов $I_{н.макс}^{(3)}$ и $I_{н.кз}^{(3)}$ могут весьма существенно отличаться друг от друга и это необходимо учитывать при выборе аппаратуры и проверке чувствительности защиты.

Для выбора аппаратуры следует использовать значения тока металлического КЗ. Допустимо выбирать аппаратуру линий, отходящих от шин главного щита 0,4 кВ, по значению среднего (наиболее вероятного) тока КЗ, если невозможно выбрать аппаратуру, стойкую при металлических КЗ (редкий случай). Однако вводимые и секционный выключатели этого щита,

как наиболее ответственные, следует выбирать по металлическим КЗ, поскольку при отказе выключателя отходящей линии они должны локализовать КЗ в пределах одной из подсистем электрической схемы.

В то же время при проверке чувствительности защит трансформаторов 6/0,4 и 10/0,4 кВ, а также автоматических выключателей и предохранителей 0,4 кВ, во избежание отказов защиты следует учитывать минимальные токи КЗ $I_{кр}$, рассчитанные с учетом токоограничивающего действия дуги.

По «Правилам устройства электроустановок» чувствительность максимальной токовой защиты трансформатора проверяется к току металлического КЗ за трансформатором в минимальном режиме, причем минимальный коэффициент чувствительности защиты (отношение минимального тока КЗ, протекающего через реле защиты к току его срабатывания) должен быть порядка 1,5.

Однако для трансформаторов средней и большой мощности и при малом сопротивлении питающей системы проверка чувствительности защиты к токам металлического КЗ недостаточно учитывает снижение токов КЗ из-за переходных сопротивлений, что может вызвать отказ защиты. Например, за трансформатором 1600 кВ·А ток металлического КЗ (при $x_c/x_r = 0,1$) составит $I_{к}^{(3)} = 38$ кА, а ток КЗ через переходные сопротивления $R_{п} = 15$ мОм составит всего $I_{кр}^{(3)} = 13,5$ кА, то есть в 2,8 раза меньше, чем при металлическом КЗ. В связи с этим необходимо в дополнение к проверке чувствительности при металлическом КЗ производить такую же проверку при КЗ через переходные сопротивления, при этом коэффициент чувствительности защиты должен быть не менее 1,2 [19].

Расчеты показывают, что для трансформаторов малой мощности или при относительно большом сопротивлении питающей системы, когда влияние $R_{п}$ на токи КЗ со стороны 0,4 кВ незначительно, определяющим при проверке чувствительности защиты является ток металлического КЗ, при малом сопротивлении питающей системы и большой мощности трансформаторов определяющим является ток КЗ через переходные сопротивления.

Если чувствительность максимальной токовой защиты трансформатора оказывается недостаточной к токам КЗ с учетом токоограничивающего действия дуги, то следует уменьшить ток срабатывания защиты, а для обеспечения ее несрабатывания при токах самозапуска электродвигателей уменьшить количество двигателей, участвующих в самозапуске, либо применить их поочередный автоматический самозапуск, либо выполнить защиту с применением блока БМРЗ-0,4, в котором имеется специальная функция блокировки МТЗ при пуске и самозапуске электродвигателей (глава 15). Возможна также замена электромеханической защиты трансформатора на цифровую, при этом расчетный ток срабатывания защиты

трансформатора уменьшится за счет меньшего по сравнению с электромеханической защитой коэффициента надежности и большего коэффициента выгорания защиты.

При дуговом КЗ остаточное напряжение в месте КЗ может быть очень высоким. Это накладывает ограничения на применение МТЗ с пусковым органом напряжения из-за его низкой чувствительности (см. главу 11, пример 11-1). Расчеты показывают, что применение пускового органа напряжения для трансформаторов мощностью 630 кВ·А и более при малом сопротивлении питающей энергосистемы невозможно, однако может быть оправдано при большом сопротивлении питающей энергосистемы, а также при небольшой мощности трансформаторов или для защиты генераторов напряжением 0,4 кВ.

Проверка чувствительности отсечек автоматов, а также предохранителей при междуфазных или однофазных КЗ, очевидно, должна производиться при токах КЗ, вычисленных с учетом переходных сопротивлений.

При проверке селективности защит в сети 0,4 кВ также в некоторых случаях целесообразно учитывать влияние переходных сопротивлений, особенно для потребителей II и III категорий, и обеспечивать селективное действие защит не во всем диапазоне возможных значений токов КЗ вплоть до тока металлического КЗ $I_{к. макс}^{(3)}$, а только в диапазоне до наиболее вероятных токов $I_{к. ср}^{(3)}$, не учитывая редкие случаи неселективного действия защит при металлических КЗ. Например, если проверку селективности между защищаемыми понижающий трансформатором предохранителями ПК-6 и ПК-10 и автоматами 0,4 кВ производить при максимальном токе $I_{к. макс}^{(3)}$, то может потребоваться завышение номинальных токов вставок ПК, что не рекомендуется директивными материалами [20], или замена предохранителей выключателями, в то время как при токах $I_{к. ср}^{(3)}$, которые могут быть значительно меньше $I_{к. макс}^{(3)}$, селективность будет обеспечена.

Влияние токоограничивающего действия дуги в месте КЗ можно не учитывать в следующих случаях: при выборе аппаратуры — если мощность трансформатора менее 400 кВ·А; при проверке чувствительности защит — если мощность трансформатора менее 250 кВ·А. При мощности понижающих трансформаторов, равной или большей указанной, влиянием токоограничивающего действия дуги в месте КЗ можно пренебречь при достаточно большом сопротивлении питающей энергосистемы, при выборе аппаратуры, если отношение x_c/x_r находится в области А или Б, а при проверке чувствительности защит — если это отношение находится в области А, рис. 2-4. Например, для трансформатора мощностью 1000 кВ·А влиянием токоограничивающего действия дуги можно пренебречь при выборе аппаратуры, если $x_c/x_r \geq 1,2$, при оценке чувствительности защит — если $x_c/x_r \geq 2,5$.

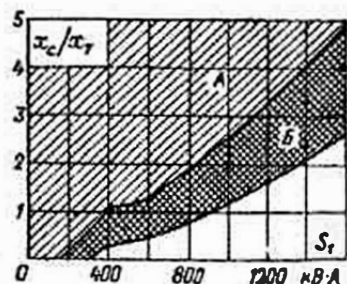


Рис. 2.4. Области, в которых можно не учитывать токоограничивающее действие электрической дуги

При выборе аппаратуры можно не считаться с токоограничивающим действием дуги, если разность между током металлического КЗ $I_{к.м.к.з.}^{(3)}$ и током $I_{к.д.р.}^{(3)}$ не превышает 15%, т.е. если $(I_{к.м.к.з.}^{(3)} - I_{к.д.р.}^{(3)}) / I_{к.д.р.}^{(3)} \leq 0,15$. Подставляя в это уравнение значение $I_{к.д.р.}^{(3)}$ из выражения (2-5), получаем условие $I_{к.м.к.з.}^{(3)} \leq 1,35 I_{к.д.р.}^{(3)}$, при выполнении которого, выбирая аппаратуру, можно не учитывать токоограничивающее действие дуги.

Аналогично при оценке чувствительности защиты можно не учитывать токоограничивающее действие дуги, если $(I_{к.м.к.з.}^{(3)} - I_{к.д.р.}^{(3)}) / I_{к.д.р.}^{(3)} \leq 0,15$, или если $I_{к.м.к.з.}^{(3)} \leq 1,15 I_{к.д.р.}^{(3)}$.

Выражая токи $I_{к.м.к.з.}^{(3)}$ и $I_{к.д.р.}^{(3)}$ и полученные неравенства через активное и индуктивное сопротивления трансформатора и индуктивное сопротивление энергосистемы, получаем уравнение, характеризующее исполнение x_c/x_r , при котором также можно не считаться с токоограничивающим действием дуги при выборе аппаратуры и проверке чувствительности защиты:

$$\frac{x_c}{x_r} \geq \sqrt{\frac{(r_1 + R_{II})^2 - K_1 r_1^2}{K_2}} - 1,$$

где K_1 и K_2 — коэффициенты, которые при выборе аппаратуры равны 1,82 и 0,82 соответственно; при оценке чувствительности защиты 1,32 и 0,32 соответственно. Кривые на рис. 2.4 соответствуют этому уравнению.

Другие методы учета токоограничивающего действия электрической дуги.

Рассматриваемые выше способы учета токоограничивающего действия электрической дуги не решают главной задачи, которая заключается в том, чтобы создать простую и удобную для широкого использования модели КЗ, позволяющую получить приемлемые результаты и для выбора аппаратуры, и для выбора защиты.

Методы введения в цепь КЗ активного сопротивления. В работе [18] предлагается учитывать сопротивление электрической дуги и контактов до точки КЗ (переходные сопротивления) совокупно, введя в расчетную цепь активного сопротивления R_{II} , значения которого зависят от места КЗ, а выбор аппаратуры производится по токам КЗ, рассчитанным с учетом этого сопротивления. Для КЗ на главных шинах 0,4 кВ (на трансформаторах 6(10)/0,4 кВ) рекомендовано значение $R_{II} = 15$ мОм. Выше показано, что это значение соответствует минимальному возможному току дугового КЗ. Поэтому

учет этого сопротивления часто настолько значительно снижает значения этих токов (особенно на трансформаторах мощностью 1000-2500 кВ·А — в два — четыре раза соответственно), что можно опасаться за стойкость выбранной по ним аппаратуры. Таким образом, данный метод не позволяет определить реальные значения токов КЗ для выбора аппаратуры. В то же время восточные защиты выбранных по этим токам автоматических выключателей обладают хорошей чувствительностью к минимальным токам КЗ через переходные сопротивления.

В связи с тем, что выбирать аппаратуру по минимальным токам КЗ опасно, восточные проектные организации не придерживались рекомендаций работы [18]. Например, в Атомэнергосекторе выбор аппаратуры производят по токам металлического КЗ, вычисленным без учета сопротивления дуги в месте КЗ, а переходные сопротивления контактов учитывают значением 1 мОм. Чувствительность защиты автоматических выключателей и трансформаторов 6(10)/0,4 кВ оценивалась по металлическому КЗ. Поэтому выбранная аппаратура оказывалась стойкой при металлических КЗ, но защита — неадекватно чувствительной при КЗ через переходные сопротивления. Поэтому директивами указанным [19] было предписано проверять чувствительность защиты при дуговых КЗ с учетом $R_{II} = 15$ мОм.

В работах [21, 22] сделана попытка учесть переходных сопротивлений аналогично [18], однако используются иные значения сопротивлений R_{II} . Результаты вычислений токов КЗ с учетом этих значений R_{II} существенно меньше экспериментальных значений токов КЗ, приведенных в работах [4, 5, 16, 10]. Кроме того, при такой модели не делается различия между различными токами, применяемых для выбора аппаратуры, и значениями токов, применяемых для проверки чувствительности защиты, что, как показано в работах [5-9, 19], недопустимо.

Метод дугового напряжения. Влияние дуги учитывается введением в расчетную цепь КЗ противо-ЭДС, соответствующей падению напряжения на дуге. Значение падения напряжения в работах [23, 24] принимается 60-80 В, что соответствует снижению тока КЗ до 75-85% от максимального металлического КЗ. Практически это равнозначно введению в цепь КЗ активного сопротивления, поскольку сопротивление дуги, по последовательным работам [25]:

$$R_d = E_d I_d / I_c,$$

где E_d — напряженность электрического поля, В/мм; I_d — длина дуги, мм (равна удвоенному расстоянию между электродами); I_c — значение тока КЗ.

Для дуг, горящих в свободном пространстве, $E_d = 1,5$ В/мм [25]. Длины же дуги является труднопредсказуемой величиной, которая с учетом разнообразия конструкций электротехнических устройств и причин возникновения КЗ, практически не поддается унификации. Для дуг, горящих в стесненных условиях, удельное падение напряжения на дуге существенно повышается из-за повышения давления [5]. Это имеет существенную ошибку в расчетах токов КЗ. Неточным решением комитета № 73 МЭК является концепция "постоянного дугового сопротивления", которая, как и концепция постоянного значения дугового напряжения, не учитывает истинных условий КЗ. Кроме того, этот метод также не делает различия между значениями токов, применяемых для выбора аппаратуры и применяемых для выбора защиты.

Метод снижающих коэффициентов. Заключается во введении некоторых снижающих коэффициентов, с помощью которых уменьшается расчетное значение тока металлического КЗ. В работе [26] применены значения коэффициентов для трехфазного (0,89), дугофазного (0,74) и однофазного (0,38) КЗ. В работе [10] применены рекомендуемые значения снижающего коэффициента в зависимости от тока металлического КЗ. В работах [4, 5] опытные значения токов КЗ были разбиты на три диапазона, соот-

ветствующих значениям ударных токов металлического КЗ до 20, от 20 до 40 и более 40 кА. Для каждого из них найдены кривые распределения плотности переносимости снижающего коэффициента и интегральные кривые функций распределения снижающего коэффициента. Из этих кривых видно, что наиболее часто значения снижающего коэффициента лежат в пределах 0,6-0,9. Исходя из вероятности 0,95, приняты следующие значения снижающего коэффициента: для ударных токов в диапазоне 0-20 кА равное 0,9; 20-40 кА равное 0,8 и свыше 40 кА равное 0,7 (для действующего значения токов эти диапазоны примерно соответствуют до 10 кА, 10-20 кА и более 20 кА). Эти значения снижающего коэффициента рекомендовано учитывать при выборе аппаратуры, уменьшая соответственно расчетное значение тока металлического КЗ. Из этих же кривых видно, что минимальные значения снижающего коэффициента находятся в пределах 0,2-0,3. Поскольку, по опытным данным, КЗ, которым соответствует снижающий коэффициент 0,2, самозатухают, сделан вывод, что для расчетов защиты следует вводить снижающий коэффициент 0,3. Отметим, что в работе [4, 5] впервые указано, что для выбора аппаратуры и проверки чувствительности защиты необходимо использовать разные значения токов дугового КЗ, причем эти значения существенно отличаются друг от друга.

Однако вызывает сомнения рекомендация применять одинаковый коэффициент 0,3 при проверке чувствительности защиты во всех случаях, независимо от вида КЗ, мощности питающей сети, трансформатора и схемы соединения его обмоток. Действительно, в тех же опытах обнаружено, что при больших токах КЗ вероятность перехода КЗ в дугинное незначительна. Наблюдается процесс сгорания жил пробитых кабелей и закорачивания металлических предметов с токоведущими частями. Это же подтверждается исследованиями работы [15], где указано, что при КЗ в удаленных точках сети, к которым соответствует коэффициент мощности около единицы (из-за подавляющего влияния активных сопротивлений сети), дуговых КЗ маловероятно, так как дуга горит неустойчиво. Однако при больших токах КЗ оно сразу же переходит в дуговое со значительным снижением тока. Очевидно, что чем меньше ток металлического КЗ, тем меньше влияние дуги. Это видно даже из самих снижающих коэффициентов — 0,7; 0,8; 0,9. По этой же причине примененные коэффициенты 0,9 при выборе аппаратуры в случае наибольших токов металлического КЗ неоправданы. Поэтому данный метод учета переходных сопротивлений пригоден лишь в частных случаях, при питании от мощной энергосистемы, большой мощности понижающих трансформаторов и близких КЗ.

В работе [11] приведены кривые зависимости рекомендуемых значений снижающего коэффициента от сопротивления цепи КЗ (они были использованы при подготовке ГОСТ 28249-93). Расчет по этим снижающим коэффициентам дает примерно тот же результат, что и при введении в расчетную цепь сопротивления $R_n = 15$ мОм, за исключением близких КЗ (см. далее, пример 2-1). При близких КЗ расчетные значения токов при использовании снижающих коэффициентов получаются больше, чем при введении в расчетную цепь сопротивления $R_n = 15$ мОм. Однако в той же работе [11] отмечается, что определенное значение снижающего коэффициента по этим кривым дает разный результат только в 68% случаев, для степени защиты 95% следует принимать, более строгие их значения. Указывается, что расчетные значения токов близких дуговых КЗ очень важны для оценки чувствительности защиты трансформатора и зоны резервирования этих защит, предпочтительнее пользоваться рекомендациями настоящей работы.

Кроме того, метод снижающих коэффициентов не дает возможности определить напряжение в месте КЗ.

Методы введения в цепь КЗ реального (переменного) активного сопротивления электрической дуги. В работе [15] экспериментально показано, что наиболее вероятное

значение сопротивления некоей дуги R_d (Ом) в сетях напряжением от 120 до 600 В частотой 60 Гц можно определить по эмпирическому выражению:

$$R_d = 15,5 \sqrt{I_d / I_{d_{max}}},$$

где I — дуговой ток, А; I_d — длина дуги в сантиметрах.

Поскольку R_d изменяется в зависимости от тока, вычисление представляет собой процесс итерации, начиная с тока металлического КЗ. Вычисляемый дуговой ток определяется по выражению:

$$I_d = U_{\phi} / \sqrt{x_2^2 + (x_1 + R_d)^2}$$

и быстро уменьшается с каждой вычислительной операцией, так что требуется лишь несемько операций для получения конечного устойчивого значения. Установлено также, что при коэффициенте мощности (отношении i_2/x_2), близком к единице, дуга горит неустойчиво.

Недостатком данного метода является то обстоятельство, что он позволяет найти лишь расчетное сопротивление электрической дуги, горящей в определенных условиях, и соответствующее значение тока КЗ, но не дает ответа на вопрос, какое значение тока следует принять для выбора аппаратуры, а какое для проверки чувствительности защиты. Действительно, длина дуги является случайной величиной, практически непредельной из-за неопределенности параметров, так как зависит от конструкции распределительных устройств, причины и места возникновения КЗ (кабель, шины распределительного устройства, клеммная коробка электрощита). Например, в работе [15] отмечается, что при дуговых КЗ в распределительных устройствах напряжением до 1000 В длина электрической дуги может составлять от 6,35 до 23 см, и при обгорании шин — больше 23 см.

Метод, рекомендуемый ГОСТ 28249-93 [27]. Представляет собой соединение методов введения в цепь КЗ реального (переменного) активного сопротивления электрической дуги и метода снижающих коэффициентов, поэтому он обладает недостатками, характерными для этих методов. При этом игнорируется то обстоятельство, что токи дуговых КЗ в одной и той же точке могут существенно отличаться друг от друга, обходя некоторую зону, и что нельзя принимать одно и то же значение и для выбора аппаратуры, и для проверки чувствительности защиты. Таким образом, не учитываются опыт исследований, о которых указано выше. Наряду с этим рекомендация ГОСТ противоречивы и их использование дает сомнительные, а иногда и разные результаты для одних и тех же условий и зависимости от того, какие из этих рекомендаций используются для расчетов.

Например, в рекомендуемом Приложении 11 этого метода в примере № 1 производится расчет токов КЗ за трансформатором мощностью 1000 кВ·А, Y/Y_0 , $u_k = 5,5\%$, $x_c = 0,1x_T$. Вычисленный в примере максимальный ток металлического трехфазного КЗ составляет $I_{kmax}^{(3)} = 23,3$ кА. С учетом рекомендуемого для этого случая сопротивления электрической дуги (5,6 мОм) определены токи трехфазного и двухфазного дугового КЗ, соответственно $I_{kR}^{(3)} = 18,6$ кА и $I_{kR}^{(2)} = 18,39$ кА. Результаты сомнительны. Ток дугового КЗ получается практически равным трехфазному, что не соответствует исследованиям [26], согласно которым ток двухфазной дуги дугового КЗ составляет примерно 0,83 тока трехфазной дугового КЗ.

Применение результатов этого расчета для проверки чувствительности защиты весьма рискованно. Например, в примере № 1 активное сопротивление дуги принято 5,6 мОм, соответственно оставшееся напряжение составит при трехфазном КЗ $18,6 \cdot 5,6 \sqrt{3} = 180$ В, т.е. $0,45 U_n$. Коэффициент чувствительности комбинированного

пуска максимальной токовой защиты трансформатора по напряжению при уставке $0,5 \pm 0,7 U_n$ составят $1,2 \cdot (0,5 \pm 0,7) / 0,45 = 1,33 \pm 1,86$, что больше требуемого по ПУЭ значения 1,2. Защита должна работать. На практике наблюдается случай отказа защиты, в связи с чем Атомэнергопроект выпустил директивное указание [19], в котором предписано отказать от применения пуска максимальной токовой защит по напряжению в сетях 0,4 кВ.

Как показано далее, для проверки чувствительности защиты следовало бы принять $R_n = 15$ МОм, тогда $I_{KR}^{(3)} = 11,7$ кА, остаточное напряжение $11,7 \cdot 15 \cdot \sqrt{3} = 303$ В, или $0,75 U_n$, а чувствительность комбинированного пуска $1,2 \cdot (0,5 \pm 0,7) / 0,75 = (0,8 \pm 1,12)$, что меньше нормируемого значения 1,2. Защита должна отказать, что соответствует действительности.

На рис. 2-3 этой методики приведена зависимость снижающего коэффициента от сопротивления цепи КЗ, полученная по результатам работы [11]. Дуговой ток можно найти умножением тока металлического КЗ на этот коэффициент. Применим этот способ для рассмотренного выше примера № 1. Суммарное сопротивление цепи КЗ $\sqrt{2,24^2 + 9,64^2} = 9,9$, по кривым рис. 2-3 снижающий коэффициент равен $0,6 - 0,65$; ток дугового КЗ $23,33 \cdot (0,6 \pm 0,65) = 14 \pm 15,1$ кА, что не соответствует расчетному 18,6 кА. Таким образом, применяя рекомендации этого метода, можно получить разные результаты для одного и того же расчетного случая (см. также пример 2-1).

Пример 2-1. Сравнить расчетные значения тока трехфазного дугового КЗ для расчетов защит, получаемые по рекомендациям ГОСТ 28249-93 и настоящей работы, для случая повреждения в кабеле сечением 3×120 мм² с алюминиевыми жилами в зависимости от его длины. Кабель подключен после трансформатора мощностью 1000 кВ·А ($\mu_K = 5,5\%$), сопротивление питающей энергосистемы равно 0,1 Ом.

Решение. Находим сопротивления элементов схемы замещения. Сопротивление трансформатора по справочным данным $x_T = 8,6$ мОм, $r_T = 2$ мОм. Сопротивление питающей энергосистемы $x_c = 0,86$ мОм. Сопротивление кабеля $x_k = 0,057 \cdot l$, где 0,057 и 0,32 – соответственно индуктивное и активное удельное сопротивление кабеля, приняты по справочным данным, мОм/м; l – длина кабеля, м.

Рассчитаем значения токов КЗ при длине кабеля, например 25 м, тогда $x_k = 0,057 \cdot 25 = 1,43$ мОм, $r_k = 0,32 \cdot 25 = 8$ мОм.

Ток металлического КЗ по формуле (2-1):

$$I_K^{(3)} = 400 / (\sqrt{3} \cdot \sqrt{(8,6 + 0,86 + 1,43)^2 + (2 + 8)^2}) = 15,6 \text{ кА.}$$

По рис. 23 ГОСТ находим, что снижающий коэффициент для дугового КЗ составляет 0,68–0,62, соответственно ток дугового КЗ равен $15,6 \cdot (0,68 \pm 0,62) = 10,6 \pm 9,7$ кА. Последнее значение соответствует установленному току, его и принимаем для построения кривых.

Определяем ток дугового КЗ в той же точке, используя приведенную на рис. 14 ГОСТ зависимость сопротивления дуги от сечения и длины кабеля. Для рассматриваемого случая сопротивление дуги 8 мОм:

$$I_{KR}^{(3)} = 400 / (\sqrt{3} \cdot \sqrt{(8,6 + 0,86 + 1,43)^2 + (2 + 8 + 8)^2}) = 11 \text{ кА.}$$

Определим ток дугового КЗ в той же точке, приняв $R_n = 15$ МОм:

$$I_{KR}^{(3)} = 400 / (\sqrt{3} \cdot \sqrt{(8,6 + 0,86 + 1,43)^2 + (2 + 8 + 15)^2}) = 8,47 \text{ кА.}$$

Аналогичным образом находим ток КЗ при других длинах кабеля. Полученные разными способами расчетные значения токов КЗ представлены в графическом виде на рис. 2-5.

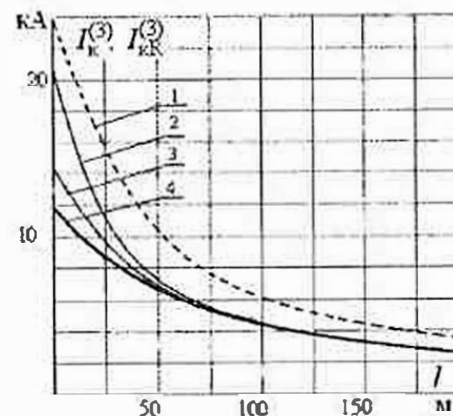


Рис. 2-5. Сравнение расчетных значений тока трехфазного КЗ в зависимости от длины кабеля сечением 3×120 с алюминиевыми жилами, подключенного к трансформатору мощностью 1000 кВ·А при $x_c = 0,1$ Ом; 1 – металлическое КЗ, 2 – с учетом R_n , определенное по рис. 14 ГОСТ 28249-93, 3 – с учетом снижающего коэффициента, определенного по рис. 23 ГОСТ 28249-93, 4 – с учетом $R_n = 15$ МОм

Из рис. 2-5 можно сделать следующие выводы:

1. Значения тока дуговых КЗ, определяемые с помощью рекомендуемых ГОСТ способов, получаются примерно такими же, как и по формулам или расчетным кривым (рис. 11-2–11-10) данной работы, за исключением близких КЗ (в данном случае при длине кабеля менее 50 м). При близких дуговых КЗ значения токов, определяемых способами ГОСТ, получаются больше, чем по рекомендациям данной работы. Однако для проверки чувствительности защиты следует учитывать как раз минимально возможные токи КЗ, определяемые кривой 4, что отмечается в работах [4, 5] и в главе 2.2 настоящей работы;

2. Значения токов близких дуговых КЗ, определяемые с учетом рекомендованных ГОСТ зависимостей сопротивления дуги от сечения и длины кабеля, существенно больше, чем при использовании способа снижающих коэффициентов. Таким образом, применяя рекомендации ГОСТ, можно получить разные результаты для одних и тех же расчетных случаев.

3. Для удаленных КЗ (в данном случае при длине кабеля более 50 м) различия значений токов дуговых КЗ, определенных разными методами, незначительны.

Рекомендуемые ГОСТ способы нельзя применять для расчетов КЗ от аварийных генераторов, поскольку в ряде случаев (например, при расчетах установленных КЗ) сопротивление электрической дуги может не влиять на значения токов КЗ из-за подавляющего сопротивления генераторов.

Очевидно, что принятому в методе [27] модели дугового КЗ нельзя считать оптимальной.

2.3. Сопротивления элементов схемы замещения

Для расчетов токов КЗ составляют схему замещения, в которую входят все сопротивления цепи КЗ. Значения этих сопротивлений выражают в миллиомах (мОм). Далее рассмотрено, как определяются сопротивления отдельных элементов схемы замещения.

Питающая энергосистема. Активное и индуктивное сопротивления питающей энергосистемы до зажимов высшего напряжения ВН понижающего трансформатора находят из расчета токов КЗ на стороне ВН и приводят к стороне низшего напряжения НН по выражениям:

$$x_c = 10^3 x_{cВН} \left(\frac{U_{н.л.НН}}{U_{н.л.ВН}} \right)^2; r_c = 10^3 r_{cВН} \left(\frac{U_{н.л.НН}}{U_{н.л.ВН}} \right)^2, \quad (2-6)$$

где $x_{cВН}$ и $r_{cВН}$ — соответственно индуктивное и активное сопротивления энергосистемы, приведенные к стороне ВН, Ом; x_c и r_c — то же, приведенные к стороне НН понижающего трансформатора, мОм; $U_{н.л.НН}$ и $U_{н.л.ВН}$ — соответственно номинальные напряжения обмоток НН и ВН понижающего трансформатора.

Для практических расчетов токов КЗ допустимо не учитывать активное сопротивление энергосистемы, а индуктивное принимать равным полному сопротивлению энергосистемы (это не влияет на точность расчетов токов КЗ в сети 0,4 кВ), определяя его значение (в Омах) по известному току $I_{к.ВН}^{(3)}$ (в килоамперах) или мощности $S_{к.ВН}^{(3)}$ (в мсавольт-амперах) трехфазного КЗ на зажимах ВН понижающего трансформатора 6(10)/0,4 кВ:

$$x_{cВН} \approx \frac{U_{cВН}}{\sqrt{3} I_{к.ВН}^{(3)}} = \frac{U_{cВН}^2}{S_{к.ВН}^{(3)}}, \quad (2-7)$$

где $U_{cВН}$ — напряжение энергосистемы со стороны ВН трансформатора, при котором определялись ток и мощность КЗ системы, кВ.

Трансформаторы. Активное и индуктивное сопротивления понижающего трансформатора (в миллиомах), приведенные к стороне НН:

$$z_T = 10^4 \frac{u_k U_{н.т.}^2}{S_{н.т.}}; \quad (2-8)$$

$$r_T = 10^6 \frac{P_k U_{н.т.}^2}{S_{н.т.}^2}; \quad (2-9)$$

$$x_T = \sqrt{z_T^2 - r_T^2}, \quad (2-10)$$

где $S_{н.т.}$ — номинальная мощность трансформатора, кВ·А; $U_{н.т.}$ — номинальное линейное напряжение обмотки НН, кВ; P_k — мощность потерь КЗ в трансформаторе, кВт; u_k — напряжение КЗ трансформатора, %.

Параметры стандартных трансформаторов 6(10)/0,4 кВ приведены в табл. 2.4. Из таблицы видно большое различие сопротивлений x_{0T} и $z_T^{(1)}/3$ трансформаторов со схемой соединения обмоток Y/Y и Δ/Y , причем для последних характерно равенство $x_{0T} = x_{1T} = x_{2T}$ и близкие к ним значения $z_T^{(1)}/3$. Соответственно значения токов однофазного КЗ после трансформаторов Δ/Y в несколько раз больше, чем после трансформаторов Y/Y , а при близких однофазных КЗ они практически равны токам трехфазного КЗ. Поэтому для обеспечения чувствительности защит от однофазных КЗ применение трансформаторов Δ/Y предпочтительнее.

Таблица 2.4

Активные и индуктивные сопротивления трансформаторов 6(10)/0,4 кВ [28], мОм

Мощность трансформатора, кВ·А	u_k , %	$x_{1T} = x_{2T}$	x_{0T}	$r_{1T} = r_{2T}$	r_{0T}	$\frac{z_T^{(1)}}{3}$
Соединение обмоток Y/Y						
100	4,5	64,7	581,8	31,5	253,9	260
160	4,5	41,7	367	16,6	150,8	162
250	4,5	27,2	234,9	9,4	96,5	104
400	4,5	17,1	148,7	5,5	55,6	65
630	5,5	13,6	96,2	3,1	30,3	43
1000	5,5	8,5	60,6	2,0	19,1	27
1000	8	12,6	72,8	2,0	19,1	33,6
1600	5,5	4,9	37,8	1,3	11,9	16,6
Соединение обмоток Δ/Y						
100	4,5	66	66	36,3	36,3	75,3
160	4,5	43	43	19,3	19,3	47
250	4,5	27	27	10,7	10,7	30
400	4,5	17	17	5,9	5,9	18,7
630	5,5	13,5	13,5	3,4	3,4	14
1000	5,5	8,6	8,6	2,0	2,0	9
1000	8	12,65	12,65	1,9	1,9	12,8
1600	5,5	5,4	5,4	1,1	1,1	5,7
2500	6	3,8	3,8	0,6	0,6	3,85

Кабели. Активное и индуктивное сопротивления кабелей определяют по выражениям:

$$x_k = x_{уд} l; r_k = r_{уд} l, \quad (2-11)$$

где $x_{уд}$ и $r_{уд}$ — соответственно индуктивное и активное удельные сопротивления кабелей, принимаются по табл. 2.5, мОм/м; l — длина кабеля, м.

Таблица 2.5

Удельное сопротивление (прямой последовательности) кабелей с алюминиевыми жилами при температуре проводника 65°C, мОм/м [12]

Сечение жил, мм ²		R _{уд}	x _{уд}	
фазных	нулевой		Трехжильный кабель	Четырехжильный кабель
3×4	2,5	9,610	0,092	0,098
3×6	4	6,410	0,087	0,094
3×10	6	3,840	0,082	0,088
3×16	10	2,400	0,078	0,084
3×25	16	1,540	0,062	0,072
3×35	16	1,100	0,061	0,068
3×50	25	0,769	0,06	0,066
3×70	35	0,549	0,059	0,065
3×95	50	0,405	0,057	0,064
3×120	50	0,320	0,057	0,064
3×150	70	0,256	0,056	0,063
3×185	70	0,208	0,056	0,063
3×240	-	0,160	0,055	-

Примечание. Для кабелей с медными жилами приведенные в таблице значения активного сопротивления следует уменьшить в 1,7 раза.

Шины и шинопроводы. Сопротивление шин и шинопроводов находят аналогично. Их удельные сопротивления принимают по заводским данным или по табл. 2.6, 2.7. Сопротивление шин и шинопроводов длиной 5 м и менее можно не учитывать, так как их влияние на ток КЗ невелико.

При известных расстояниях между прямоугольными шинами индуктивное сопротивление (в миллиомах на метр) можно определить приближенно по выражению:

$$x_{уд} = 0,1445 \times \lg \frac{4a_{ср}}{h}, \quad (2-12)$$

где $a_{ср} = \sqrt[3]{a_{12}a_{13}a_{23}}$ – среднее геометрическое расстояние между фазами 1, 2 и 3, мм; h – высота шины, мм.

Воздушные линии. Активное и индуктивное сопротивления линий определяются по формуле (2-11). Для линий 0,4 кВ с проводами из цветных металлов значение удельного индуктивного сопротивления приближенно принимается равным 0,3 мОм/м, активного – по табл. 2.8. Линии со стальными проводами применяют редко. Их активное и индуктивное сопротивления зависят от конструкции провода, значения тока и могут быть найдены из работ [14, 29].

Таблица 2.6

Удельные сопротивления шин при 65°C мОм/м [13]

Сечение, мм ²	R _{уд}		x _{уд} при среднем геометрическом расстоянии между фазами, мм, равном			
	медь	алюминий	100	150	200	250
25×3	0,2680	0,475	0,1790	0,2000	0,225	0,244
30×3	0,2230	0,394	0,1630	0,1890	0,206	0,235
30×4	0,1670	0,296	0,1630	0,1890	0,206	0,235
40×4	0,1250	0,222	0,1450	0,1700	0,189	0,214
40×5	0,1000	0,177	0,1450	0,1700	0,189	0,214
50×5	0,0800	0,142	0,1370	0,1565	0,180	0,200
50×6	0,0670	0,118	0,1370	0,1565	0,180	0,200
60×6	0,0558	0,099	0,1195	0,1450	0,163	0,189
60×8	0,0418	0,074	0,1195	0,1450	0,163	0,189
80×8	0,0313	0,055	0,1020	0,1260	0,145	0,170
80×10	0,0250	0,0445	0,1020	0,1260	0,145	0,170
100×10	0,0200	0,0355	0,0900	0,1127	0,133	0,157
2(60×8)	0,0209	0,0370	0,1200	0,1450	0,163	0,189
2(80×8)	0,0157	0,0277	-	0,1260	0,145	0,170
2(80×10)	0,0125	0,0222	-	0,1260	0,145	0,170
2(100×10)	0,0100	0,0178	-	-	0,133	0,157

Таблица 2.7

Удельные сопротивления шинопроводов до 1000 В, мОм/м [30]

Тип шинопровода	Номинальный ток, А	Размеры сечения, мм ²		Сопротивление фазы		Сопротивление петли фаза-нуль		
		Фазных шин	Нулевого провода	R _{уд}	x _{уд}	z _{н.уд}	x _{н.уд}	r _{н.уд}
ШМА73	1600	2(90×8)	2×710	0,031	0,017	0,123	0,072	0,098
ШМА68Н	2500	2(120×10)	2×640	0,027	0,023	-	-	-
ШМА68Н	4000	2(160×12)	2×640	0,013	0,02	-	-	-
ШЗМ16	1600	2(100×8)	1500	0,017	0,014	0,067	0,052	0,043
ШРА73	250	35×5	-	0,200	0,100	-	-	-
ШРА73	400	50×5	-	0,130	0,100	-	-	-
ШРА73	630	80×5	-	0,085	0,075	-	-	-
КЗШ-0,4				0,0242	0,117			

Таблица 2.8

Конструктивные и расчетные данные неизолированных медных, алюминиевых и сталеалюминиевых проводов при 20°C (ГОСТ 839-74)

Номинальное сечение, мм ²	Медные провода (М)		Алюминиевые провода (А)		Сталеалюминиевые провода (АС)	
	расчетный диаметр, мм	$r_{уд}$, мОм/м	расчетный диаметр, мм	$r_{уд}$, мОм/м	расчетный диаметр, мм	$r_{уд}$, мОм/м
4	2,2	4,52	-	-	-	-
6	2,7	3,03	-	-	-	-
10	3,6	1,79	-	-	4,5	2,695
16	5,1	1,13	5,1	1,8	5,6	1,772
25	6,4	0,72	6,4	1,14	6,9	1,146
35	7,5	0,515	7,5	0,83	8,4	0,773
50	9,0	0,361	9,0	0,576	9,6	0,593
70	10,7	0,267	10,7	0,412	11,4	0,42
95	12,6	0,191	12,3	0,308	13,5	0,314
120	14,0	0,154	14,0	0,246	15,5	0,249
150	15,8	0,122	15,8	0,194	16,8	0,195
185	17,6	0,099	17,5	0,157	18,8	0,159

Реактор напряжением 0,4 кВ типа РТТ-0,38-50-0,14. Номинальные параметры реактора: напряжение 380 В, ток 50 А, индуктивное сопротивление при частоте 50 Гц составляет 140 мОм, активное – для исполнения УЗ (алюминиевая обмотка) 17 мОм, для исполнения ТЗ (медная обмотка) 16 мОм. До 1982 г. реактор обозначался ТРТС-0,5-50-0,14.

Трансформаторы тока. Сопротивление трансформаторов тока ввиду почти незаметного влияния на ток КЗ для упрощения расчетов не учитывается.

Автоматические выключатели, рубильники, переходные сопротивления. Сопротивления автоматических выключателей, рубильников, а также переходные сопротивления (вставных контактов, болтовых соединений шин и др.) принимают по справочникам и каталогам. Эти сопротивления часто не учитывают, поскольку их влияние на значение тока КЗ не превышает 5% вблизи трансформатора и снижается при удалении точки КЗ. Сопротивление автоматического выключателя, отключающего КЗ, не учитывают, так как при экспериментальном определении его предельной коммутационной способности исходят из токов, которые были в цепи при отсутствии этого выключателя (ГОСТ 2933-83).

Переходные сопротивления (сопротивление электрической дуги в месте КЗ, рубильников, выключателей, вставных контактов, болтовых соединений) рекомендуется учитывать, как показано в главе 2.2.

2.4. Расчет токов междуфазного КЗ при питании от энергосистемы

Определение токов металлического КЗ. Переходное сопротивление в месте повреждения не учитывается, расчет выполняется по выражениям (2-1) и (2-2).

Определение токов КЗ с учетом токоограничивающего действия дуги в месте повреждения. Расчет рекомендуется выполнять по выражениям (2-3), (2-4) и (2-5).

Определение ударных токов КЗ. Ударный ток КЗ определяется по выражению:

$$i_y = k_y \sqrt{2} I_{кр}^{(3)}, \quad (2-13)$$

где k_y – ударный коэффициент; $I_{кр}^{(3)}$ – расчетный ток трехфазного КЗ, при расчетах по металлическим КЗ, равен $I_{к.макс}^{(3)}$, при расчетах с учетом токоограничивающего действия дуги в месте повреждения равен $I_{кр}^{(3)}$.

При точных расчетах ударных токов металлического КЗ значение k_y определяется в зависимости от отношения результирующих сопротивлений цепи КЗ x_{Σ}/r_{Σ} :

x_{Σ}/r_{Σ}	0,5	0,8	1	1,5	2	3	4	5	6	7	8	9
k_y	1,0	1,02	1,05	1,12	1,2	1,35	1,46	1,53	1,59	1,63	1,67	1,71

При приближенном определении ударных токов КЗ на шинах КТП за трансформаторами мощностью 400 кВ·А и более принимают [17, 18]:

для металлического КЗ – наибольшее возможное значение ударного коэффициента $k_y = 1,5$, при этом $i_y = 2,12 I_{к.макс}^{(3)}$;

для КЗ через переходные сопротивления $k_y = 1,3$, при этом $i_y = 1,83 I_{кр}^{(3)}$;

для КЗ на вторичных сборках, где имеется большое влияние кабелей, $k_y = 1,1$; $i_y = 1,55 I_{кр}^{(3)}$.

Учет подпитки места КЗ электродвигателями напряжением до 1000 В. Согласно ПУЭ [1] влияние асинхронных двигателей на ток КЗ не учитывается, если ток от них поступает к месту КЗ через те элементы, через которые протекает основной ток КЗ от сети и которые имеют существенное сопротивление. Для сети 0,4 кВ такими элементами являются кабели и переходные сопротивления в месте КЗ. Поэтому подпитку от электродвигателей следует учитывать только при выборе аппаратуры на основном щите КТП и не следует учитывать при выборе аппаратуры на сборках 0,4 кВ.

При проектировании часто неизвестен состав нагрузки и ее приходится рассматривать как обобщенную нагрузку трансформатора, состоящую из электродвигателей и других электроприемников [12]. В этом случае периодическую составляющую тока подпитки места КЗ от электродвигателей можно приближенно определить по выражению (2-14), приняв в нем $E_* = 0,8$ и $x_* = 0,35$:

$$I_{дв}^* = \frac{E_*}{x_*} I_{н.т} = 2,29 I_{н.т}. \quad (2-14)$$

Суммарный ток в месте КЗ с учетом подпитки от электродвигателей:

$$I_{к.ср}^{(3)} = I_{к.р}^{(3)} + 2,29 I_{н.т}, \quad (2-15)$$

где $I_{к.р}^{(3)}$ – расчетный ток КЗ от трансформатора, для металлического КЗ равен $I_{к.макс}^{(3)}$; для КЗ через переходные сопротивления равен $I_{к.ср}^{(3)}$.

Ударный ток КЗ от электродвигателей:

$$i_{уд.дв} = k_{уд.дв} \sqrt{2} I_{дв}^* = 3,22 I_{н.т}, \quad (2-16)$$

где $k_{уд.дв}$ – ударный коэффициент тока КЗ от электродвигателей, принимается равным единице ввиду быстрого затухания аperiodической составляющей.

Суммарный ударный ток КЗ с учетом подпитки от электродвигателей:

$$i_{уд.ср} = i_{уд} + 3,22 I_{н.т}. \quad (2-17)$$

Тепловой импульс тока КЗ ($\text{kA}^2 \cdot \text{с}$). Значение теплового импульса зависит от расположения точки КЗ в электрической схеме. При выборе аппаратов на главном щите 0,4 кВ тепловой импульс определяется по выражению:

$$B_k = (I_{к.р}^{(3)})^2 (t_{откл} + T_{а.ср}) + 1,5 (I_{дв}^*)^2 T_{а.ср} + 4 I_{дв}^* I_{к.р}^{(3)} T_{а.ср}, \quad (2-18)$$

где $t_{откл} = t_{с.о} + t_d$ – время отключения КЗ, с; $t_{с.о}$ – выдержка времени срабатывания отсечки селективного автомата, с, для автоматов отходящих линий обычно принимают минимальные уставки по времени, так как в подавляющем большинстве случаев этого достаточно; t_d – время гашения дуги, для автоматических выключателей серии АВМ и «Электрон» равно 0,06 с, для АЗ700 – 0,01 с; $T_{а.ср}$ – усредненное значение времени затухания свободных токов КЗ, принимается 0,03 с; $I_{к.р}^{(3)}$ – расчетный ток КЗ, кА, для металлических КЗ равен $I_{к.макс}^{(3)}$; для КЗ через переходные сопротивления равен $I_{к.ср}^{(3)}$.

Пример 2-2. КТП с трансформатором мощностью 1000 кВ·А, напряжением 6,3/0,4 кВ, $U_k = 5,5\%$ питается от энергосистемы. Ток КЗ со стороны энергосистемы на вводах ВН трансформатора составляет в максимальном режиме 17 кА, в минималь-

ном – 10 кА. Определить параметры для выбора автоматических выключателей отходящих от КТП линий, а также минимальный ток двухфазного КЗ на шинах 0,4 кВ КТП и в конце отходящей кабельной линии с алюминиевыми жилами сечением $3 \times 120 \text{ мм}^2$ длиной 100 м.

Р с ш е н и е. Расчет при металлическом КЗ в максимальном режиме работы питающей энергосистемы. Сопротивление питающей энергосистемы, приведенное к напряжению 0,4 кВ, по формулам (2-6) и (2-7) составляет $x_c = 10^3 \cdot (0,4/6,3)^2 \cdot 6,3 / (\sqrt{3} \cdot 17) = 0,85 \text{ мОм}$. Сопротивление трансформатора (см. табл. 2.4) $x_T = 8,5 \text{ мОм}$; $r_T = 2 \text{ мОм}$. Максимальный ток металлического трехфазного КЗ на шинах 0,4 кВ определяем по формуле (2-1):

$$I_{к.макс}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{(0,85+8,5)^2 + 2^2}} = 24 \text{ кА}.$$

Периодическая составляющая тока подпитки от электродвигателей по формуле (2-14) $I_{дв}^* = 2,29 \cdot 1,445 = 3,3 \text{ кА}$, где 1,445 – номинальный ток силового трансформатора, кА.

Суммарное значение тока для выбора аппаратуры (с учетом подпитки от двигателей) по формуле (2-15) $I_{к.ср}^{(3)} = 24 + 3,3 = 27,3 \text{ кА}$.

Отношение результирующих сопротивлений до шин 0,4 кВ $x_{\Sigma}/r_{\Sigma} = (0,85 + 8,5)/2 = 4,67$. С учетом этого находим $k_y = 1,5$, а значение ударного тока от системы по формуле (2-13) $i_y = 1,5 \cdot \sqrt{2} \cdot 24 = 50,9 \text{ кА}$. Суммарный ударный ток с учетом подпитки от двигателей по формуле (2-17) $i_{уд.ср} = 50,9 + 3,22 \cdot 1,445 = 55,5 \text{ кА}$.

Тепловой импульс тока КЗ для автоматических выключателей серии АВМ и «Электрон» при выдержке времени срабатывания отсечки $t_{с.о} = 0,25$ с по формуле (2-18) $B_k = 24^2 \cdot (0,25 + 0,06 + 0,03) + 1,5 \cdot 3,3^2 \cdot 0,03 + 4 \cdot 3,3 \cdot 24 \cdot 0,03 = 206 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$. Аналогично для выключателей АЗ700 при $t_{с.о} = 0,1$ с имеем $B_k = 90,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$.

Значения токов при двухфазном металлическом КЗ в минимальном режиме питающей энергосистемы. Сопротивление питающей энергосистемы:

$$x_c = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 10} \left(\frac{0,4}{6,3} \right)^2 10^3 = 1,47 \text{ мОм}. \quad \text{При КЗ на шинах 0,4 кВ:}$$

$$I_{к.мин}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{(1,47+8,5)^2 + 2^2}} = 22,7 \text{ кА}, \quad I_{к.мин}^{(2)} = 0,867 \cdot 22,7 = 19,7 \text{ кА}.$$

Сопротивление кабеля по формуле (2-11): $x_k = 0,057 \cdot 100 = 5,7 \text{ мОм}$; $r_k = 0,32 \cdot 100 = 32 \text{ мОм}$. При КЗ в конце кабеля:

$$I_{к.мин}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{(1,47+8,5+5,7)^2 + (2+32)^2}} = 6,2 \text{ кА}, \quad I_{к.мин}^{(2)} = 0,867 \cdot 6,2 = 5,38 \text{ кА}.$$

Выполним тот же расчет, но с учетом токоограничивающего действия дуги в месте КЗ. Значение тока КЗ на шинах с учетом $R_n = 15 \text{ мОм}$ в максимальном режиме работы питающей системы по формуле (2-3): $I_{к.р}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{(0,85+8,5)^2 + (2+15)^2}} = 12 \text{ кА}$.

Наиболее вероятное значение тока КЗ по формуле (2-5): $I_{к.ср}^{(3)} = \frac{(24+12)}{2} = 18 \text{ кА}$.

Суммарное значение тока для выбора аппаратуры с учетом токоограничивающего действия электрической дуги и подпитки от двигателей по формуле (2-15):
 $I_{\Sigma}^{(3)} = 18 + 3,3 = 21,3 \text{ кА}$.

Ударный ток с учетом подпитки от двигателей по формулам (2-13) и (2-17):
 $I_{\Sigma} = 1,3 \cdot \sqrt{2} \cdot 18 + 3,22 \cdot 1,44 = 37,6 \text{ кА}$.

Тепловой импульс тока КЗ для автоматов серии АВМ и «Электро» ($t_{c.o} = 0,25 \text{ с}$):
 $B_k = 18^2 \cdot (0,25 + 0,06 + 0,03) + 1,5 \cdot 3,3^2 \cdot 0,03 + 4 \cdot 3,3 \cdot 18 \cdot 0,03 = 117,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$. Аналогично для автоматов АЗ700 ($t_{c.o} = 0,1 \text{ с}$) $B_k = 53 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$.

Значения токов при двухфазном КЗ через переходные сопротивления в минимальном режиме. При КЗ на шинах:

$$I_{\text{кР}}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{(1,47 + 8,5)^2 + (2 + 15)^2}} = 11,7 \text{ кА}, \quad I_{\text{кР}}^{(2)} = 0,867 \cdot 11,7 = 10,1 \text{ кА}.$$

При КЗ за кабелем:

$$I_{\text{кР}}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{(1,47 + 8,5 + 5,7)^2 + (2 + 32 + 15)^2}} = 4,5 \text{ кА}, \quad I_{\text{кР}}^{(2)} = 0,867 \cdot 4,5 = 3,9 \text{ кА}.$$

Расчет токов КЗ по кривым приложения П1-1+П1-10 дает тот же результат. Не все из рассчитанных параметров нужны для выбора конкретных типов выключателей, это зависит от их каталожных данных. Здесь лишь для пример их вычисления.

Тепловой спад тока КЗ. При КЗ за кабелем он нагревается и его активное сопротивление увеличивается. Вследствие этого ток КЗ уменьшается. Это явление называется тепловым спадом тока КЗ. Если сеть 0,4 кВ оснащена быстродействующими токовыми отсечками, то тепловой спад обычно не учитывают из-за незначительного влияния на значения токов КЗ. Однако если защита имеет выдержку времени (например, резервная защита), то важно оценить, не приведет ли тепловой спад тока КЗ к ее отказу. Значение активного удельного сопротивления кабеля $r_{y\lambda \vartheta}$ с учетом его нагрева при КЗ до температуры ϑ можно определить по выражению:

$$r_{y\lambda \vartheta} = r_{y\lambda 20} [1 + \alpha(\vartheta - 20)], \quad (2-19)$$

где $r_{y\lambda 20}$ – активное удельное сопротивление кабеля при температуре 20°C, мОм/м; α – температурный коэффициент сопротивления, 1/°C, принимается для медных и алюминиевых жил равным 0,004.

Если известно активное удельное сопротивление кабеля $r_{y\lambda \vartheta 1}$ при температуре ϑ_1 , отличной от 20°C, то значение активного удельного сопротивления кабеля с учетом его нагрева при КЗ до температуры ϑ можно определить по выражению:

$$r_{y\lambda \vartheta} = \frac{r_{y\lambda \vartheta 1} [1 + \alpha(\vartheta - 20)]}{1 + \alpha(\vartheta_1 - 20)}. \quad (2-20)$$

Значения активного удельного сопротивления кабелей до КЗ можно принимать по табл. 2.5, в которой они указаны при температуре $\vartheta_1 = 65^\circ \text{C}$

(для достаточно напряженного режима работы сети). Температуру ϑ_k , до которой нагреется кабель в процессе КЗ, можно найти по кривым рис. 2-6, взятым из работ [31, 32], причем в работе [32] указано, что эти кривые построены с учетом теплового спада тока КЗ.

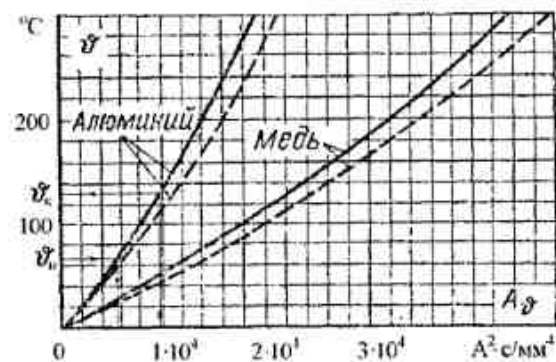


Рис. 2-6. Кривые для определения температуры проводников при КЗ

Сплошные кривые относятся к шинам и кабелям со сплошными жилами, штриховые – к кабелям с многопроволочными жилами и вязкой пропиткой, которая увеличивает теплоемкость жилы и снижает ее температуру. Для определения конечной температуры ϑ_k следует вычислить значение конечной тепловой функции $A_\vartheta = A_k$ по формуле:

$$A_k = A_n + \frac{B_k}{S^2}, \quad (2-21)$$

где A_n определяется по кривым рис. 2-6 для начальной температуры проводника ϑ_n до КЗ; B_k – тепловой импульс, характеризующий количество тепла, выделенное током за время КЗ, $\text{А}^2 \cdot \text{с}$; S – сечение проводника, мм^2 .

Пример 2-3. Проверить, насколько влияет тепловой спад тока на чувствительность резервной максимальной токовой защиты при КЗ в конце кабельной линии питания сборки. Кабель с алюминиевыми жилами сечением $3 \times 120 \text{ мм}^2$ длиной 50 м, подключен за трансформатором мощностью 1000 кВ·А, $u_k = 5,5\%$, сопротивление питающей системы $x_k = 0,1 \text{ х}_r$. Резервная защита выполнена с помощью реле тока РТ-40 и времени типа РВ, ток срабатывания защиты $I_{c.з} = 3,8 \text{ кА}$, время срабатывания $t_{c.з} = 0,8 \text{ с}$.

Решение. Вычисляем значения токов КЗ на сборке. Значения сопротивлений трансформатора по табл. 2.4 $x_T = 8,6 \text{ мОм}$, $r_T = 2 \text{ мОм}$, системы $x_k = 0,86 \text{ мОм}$, кабеля по формуле (2-11) $x_k = 0,057 \cdot 50 = 2,85 \text{ мОм}$, $r_k = 0,32 \cdot 50 = 16 \text{ мОм}$. Ток металлического КЗ по выражению (2-1): $I_k^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{(8,6 + 0,86 + 2,85)^2 + (2 + 16)^2}} = 10,6 \text{ кА}$, дугового КЗ

по (2-3): $I_{кз}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{(8,6 + 0,86 + 2,85)^2 + (2 + 16 + 15)^2}} = 6,56$ кА. Коэффициент чувстви-

тельности резервной защиты при КЗ в конце кабеля составляет $0,87 \cdot 6,56 / 3,8 = 1,5$. Определим, насколько он снизится при нагреве кабеля током КЗ.

Считаем, что кабель нагревается наиболее вероятным током КЗ, значение которого составляет по (2-5) $I_{кз,ср}^{(3)} = (10,6 + 6,56) / 2 = 8,6$ кА, и что начальная температура кабеля из-за напряженного режима работы и высокой температуры окружающей среды составила $\theta_{н} = 65^\circ\text{C}$. По кривым рис. 2-6 находим, что температуре 65°C соответствует значение начальной тепловой функции $A_{н} = 0,55 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}/\text{мм}^4$. Значение конечной тепловой функции по выражению (2-21) составляет $A_{к} = 0,55 \cdot 10^6 + 8600^2 \cdot (0,8 + 0,03) / 120^2 = 0,98 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}/\text{мм}^4$. Этому значению по кривым рис. 2-6 соответствует конечная температура $\theta_{к} = 130^\circ\text{C}$. Активное удельное сопротивление кабеля при этой температу-

ре составит по (2-20): $r_{уд, \theta} = \frac{0,32 [1 + 0,004(130 - 20)]}{1 + 0,004(65 - 20)} = 0,39$ мОм/м, активное сопро-

тивление кабеля составит $0,39 \cdot 50 = 19,5$ мОм. Поскольку поведение дуги непредсказуемо, то в конце КЗ ток может снизиться до минимального значения:

$I_{кз}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{(8,6 + 0,86 + 2,85)^2 + (2 + 19,5 + 15)^2}} = 6$ кА, коэффициент чувствительности

защиты при этом составит $0,87 \cdot 6 / 3,8 = 1,37$. Можно сделать вывод, что тепловой спад тока в данном случае не повлияет на работу защиты, тем более, что ток возврата защиты составит примерно $3,8 \cdot 0,8 = 3$ кА, где 0,8 – коэффициент возврата реле РГ-40. Значительно опаснее прерывистый характер горения дуги, из-за чего защита, имеющая выдержку времени, может периодически возвращаться в процессе КЗ. Для предотвращения этого явления необходимо обеспечить задержку возврата защиты, о чем подробно указано в разделе «Особенности выполнения логики МТЗ» главы 17.

2.5. Расчет токов однофазного КЗ при питании от энергосистемы

Расчет токов однофазного металлического КЗ. Переходное сопротивление в месте повреждения не учитывается. Для однофазных КЗ возможны два метода расчета – точный и приближенный. Точный расчет производится по [12, 28]:

$$I_{к}^{(1)} = \frac{3U_{\phi}}{\sqrt{(r_{1\Sigma} + r_{2\Sigma} + r_{0\Sigma})^2 + (x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}}, \quad (2-22)$$

где U_{ϕ} – фазное напряжение сети, В; $r_{1\Sigma}$, $r_{2\Sigma}$ и $r_{0\Sigma}$ – результирующее активное сопротивление прямой, обратной и нулевой последовательности до точки КЗ, Ом; $x_{1\Sigma}$, $x_{2\Sigma}$ и $x_{0\Sigma}$ – результирующее индуктивное сопротивление прямой, обратной и нулевой последовательностей, Ом.

Формула (2-22) неудобна для расчетов, так как не дает возможности пользоваться замеренными на практике значениями сопротивлений петли

фаза-нуль. Поэтому чаще используют приближенное выражение, рекомендованное «Инструктивными материалами Главгосэнергонадзора» [33]:

$$I_{к}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{z_{\Sigma}^{(1)}}{3} + z_{ит}}, \quad (2-23)$$

где $z_{ит}$ – полное сопротивление петли фаза-нуль от трансформатора до точки КЗ, измеренное при испытаниях или найденное из расчета, мОм; $z_{\Sigma}^{(1)}$ – полное сопротивление понижающего трансформатора токам однофазного КЗ, принимается по данным табл. 2.4 или находится по выражению:

$$z_{\Sigma}^{(1)} = \sqrt{(x_{1т} + x_{2т} + x_{0т})^2 + (r_{1т} + r_{2т} + r_{0т})^2}, \quad (2-24)$$

где $x_{1т}$ и $r_{1т}$ – индуктивное и активное сопротивления трансформатора токам прямой последовательности, мОм; $x_{2т}$ и $r_{2т}$ – то же обратной последовательности, мОм; $x_{0т}$ и $r_{0т}$ – то же нулевой последовательности, мОм.

Выражение (2-23) справедливо при большой мощности питающей энергосистемы ($x_c < 0,1x_t$). Если питающая энергосистема имеет ограниченную мощность, то значения $z_{\Sigma}^{(1)}$ увеличиваются с учетом сопротивления энергосистемы:

$$z_{\Sigma}^{(1)} = \sqrt{(x_{1т} + x_{2т} + x_{0т} + 2x_c)^2 + (r_{1т} + r_{2т} + r_{0т} + 2r_c)^2}, \quad (2-25)$$

а расчет тока однофазного КЗ выполняется по выражению:

$$I_{к}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{z_{\Sigma}^{(1)}}{3} + z_{ит}}, \quad (2-26)$$

значения $z_{\Sigma}^{(1)}$ учетом можно принимать по табл. 2.9.

Из табл. 2.9 видно большое различие сопротивлений $z_{\Sigma}^{(1)} / 3$ трансформаторов со схемой соединения обмоток Y/Y и Δ/Y . При небольшом сопротивлении питающей энергосистемы и близких однофазных КЗ значения токов однофазного КЗ после трансформаторов Δ/Y в примерно в три раза больше, чем после трансформаторов Y/Y , при этом они практически равны токам трехфазного КЗ. Поэтому для обеспечения чувствительности защиты от однофазных КЗ применение трансформаторов Δ/Y предпочтительнее.

Полезно запомнить, что для всех трансформаторов с одинаковыми схемой соединения обмоток и напряжением u_k произведение $S_{н.т} \cdot (z_{\Sigma}^{(1)} / 3) = \beta \approx \text{const}$ (с учетом сопротивления питающей энергосистемы – при сопоставимом отношении сопротивлений x_c/x_t). Отсюда можно найти значение $z_{\Sigma}^{(1)} / 3$ для трансформатора другой мощности, в том числе старого ти-

па. Например, для трансформаторов, имеющих $u_k = 5,5\%$ и схему соединения обмоток Y/Y при $x_c / x_1 = 0,1$, $\beta \approx 27000$. Следовательно, для трансформатора мощностью 750 кВ·А (при прочих равных условиях) $z_{\Sigma}^{(1)} / 3 \approx 27000 / 750 = 36$ мОм.

Таблица 2.9

Значения $z_{\Sigma}^{(1)} / 3$ для расчета металлических однофазных КЗ при различной электрической удаленности трансформаторов от источников питания

Схема соединения обмоток	Трансформатор		Значения $z_{\Sigma}^{(1)} / 3$, мОм		
	$S_{н.т.з}$, кВ·А	U_k , %	$x_c = 0,1x_T$	$x_c = x_T$	$x_c = 2x_T$
Y/Y	400	4,5	65,96	75,7	86,66
	630	5,5	43,77	51,65	60,5
	1000	5,5	27,53	32,46	38
	1600	5,5	16,9	19,73	22,92
Δ/Y	400	4,5	19,07	28,94	40,1
	630	5,5	14,8	22,76	31,68
	1000	5,5	9,39	14,47	20,17
	1600	5,5	5,86	9,07	12,65

Примечание. Активное сопротивление энергосистемы не учитывалось.

Сопротивление петли фаза-нуль находят по выражению:

$$z_{пт} = z_{шт.уд1} \cdot l_1 + z_{шт.уд2} \cdot l_2 + \dots \quad (2-27)$$

где $z_{шт.уд}$ — удельное сопротивление петли фаза-нуль каждого из последовательно включенных участков цепи от трансформатора до точки КЗ, принимается по данным табл. 2.10–2.14 или работы [29], мОм/м; l — длина этого участка, м.

Значения удельного сопротивления петли фаза-нуль шинопроводов принимают по заводским данным или по табл. 2.15.

Сопротивление контактов шин, аппаратов, трансформаторов тока не учитывается, поскольку расчет по выражениям (2-23) или (2-26) дает некоторый запас по току вследствие арифметического сложения $z_T^{(1)} / 3$ и $z_{пт}$.

При расчетах однофазных КЗ во взрывоопасных помещениях вспомогательные проводники зануления (алюминиевые оболочки кабелей, стальные полосы) в расчетную схему не включаются. Свинцовые оболочки кабелей не включаются в расчетную схему в любом случае, так как их не разрешается использовать в качестве заземляющих проводников.

Таблица 2.10

Полное удельное сопротивление $z_{пт.уд}$ петли фаза-нуль для кабеля или пучка проводов с алюминиевыми жилами при температуре жилы 65°C, мОм/м [29]

Сечение фазного провода, мм ²	Значение $z_{пт.уд}$ мОм/м при сечении нулевого провода, мм ² , равном										
	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120
2,5	29,64	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	24,08	18,52	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	-	15,43	12,34	9,88	-	-	-	-	-	-	-
10	-	-	9,88	7,41	5,92	-	-	-	-	-	-
16	-	-	-	5,92	4,43	3,7	3,35	-	-	-	-
25	-	-	-	5,19	3,7	2,96	2,54	2,22	-	-	-
35	-	-	-	4,77	3,35	2,54	2,12	1,8	1,59	-	-
50	-	-	-	-	3,06	2,22	1,8	1,48	1,27	1,13	-
70	-	-	-	-	-	2,01	1,59	1,27	1,06	0,92	-
95	-	-	-	-	-	-	1,45	1,13	0,92	0,78	-
120	-	-	-	-	-	-	1,37	1,05	0,84	0,7	0,62
150	-	-	-	-	-	-	-	0,99	0,82	0,67	0,52
185	-	-	-	-	-	-	-	0,95	0,73	0,59	0,51

Примечание. При применении кабелей с медными жилами табличные значения $z_{пт.уд}$ уменьшают в 1,7 раза.

Таблица 2.11

Полное удельное сопротивление $z_{пт.уд}$ петли фаза-алюминиевая оболочка трехжильных кабелей с бумажной изоляцией (без нулевой жилы), мОм/м [29]

Число и сечение жил, мм ²	Значение $z_{пт.уд}$ для кабелей			
	Медных АГ, АБ	Алюминиевых ААГ, ААБ	Медных АШн	Алюминиевых ААШн
3x6	5,02	7,71	4,98	7,67
3x10	3,33	4,95	3,31	4,92
2x16	2,35	3,36	2,31	3,33
3x25	1,81	2,46	1,79	2,44
3x35	1,39	1,85	1,37	1,83
3x50	1,09	1,42	1,07	1,4
3x70	0,84	1,07	0,83	1,06
3x95	0,67	0,84	0,66	0,83
3x120	0,57	0,71	0,56	0,7
3x150	0,42	0,53	0,44	0,54
3x185	0,36	0,45	0,36	0,45
3x240	0,31	0,37	0,29	0,36

Таблица 2.12

Полное удельное сопротивление $z_{пт.уд}$ петли фаза-нуль с учетом проводимости алюминиевой оболочки четырехжильного кабеля с бумажной изоляцией, мОм/м [29]

Число и сечение жил, мм ²	Значение $z_{пт.уд}$ для кабелей		Число и сечение жил, мм ²	Значение $z_{пт.уд}$ для кабелей	
	Медных АГ, АБ	Алюминиевых ААГ, ААБ		Медных АГ, АБ	Алюминиевых ААГ, ААБ
3×6+1×4	4,74	7,49	3×70+1×25	0,61	0,87
3×10+1×6	3,06	4,73	3×95+1×25	0,48	0,69
2×16+1×10	2,01	3,08	3×120+1×35	0,41	0,58
3×25+1×16	1,38	2,1	3×150+1×50	0,31	0,45
3×35+1×16	1,06	1,57	3×185+1×50	0,27	0,37
3×50+1×25	0,78	1,16			

Таблица 2.13

Полное удельное сопротивление $z_{пт.уд}$ петли фаза трехжильного кабеля с алюминиевыми жилами - стальная полоса 40×4, уложенная на расстоянии 0,8 м от кабеля, мОм/м [29]

Число и сечение жил, мм ²	Значение $z_{пт.уд}$ мОм/м, при токе однофазного КЗ, А			Число и сечение жил, мм ²	Значение $z_{пт.уд}$ мОм/м, при токе однофазного КЗ, А		
	200	400	2500		200	400	2500
3×6	8,8	8,37	—	3×70	3,25	2,79	2,34
3×10	6,29	5,87	—	3×95	3,12	2,67	2,22
2×16	4,92	4,47	4,02	3×120	3,05	2,6	2,15
3×25	4,12	3,66	3,21	3×150	2,99	2,54	2,09
3×35	3,73	3,27	2,81	3×185	2,95	2,5	2,05
3×50	3,44	2,98	2,52	3×240	2,91	2,45	2,01

Таблица 2.14

Полное удельное сопротивление $z_{пт.уд}$ цепи фаза-нуль четырехпроводной воздушной линии с алюминиевыми проводами, мОм/м [29]

Фазный провод	Расстояние фаза-нуль, м	Значение $z_{пт.уд}$ мОм/м, при нулевом проводе						
		А-16	А-25	А-35	А-50	А-70	А-95	А-120
А-16	0,4	4,86						
	1	4,87						
	2	4,88						
А-25	0,4	4,01	3,18	2,76	2,43			
	1	4,04	3,21	2,79	2,46			
	2	4,05	3,23	2,81	2,49			
А-35	0,4	3,59	2,76	2,53	2,01	1,78		
	1	3,62	2,79	2,57	2,05	1,82		
	2	3,63	2,81	2,59	2,08	1,86		

Продолжение таблицы 2.14

Фазный провод	Расстояние фаза-нуль, м	Значение $z_{пт.уд}$ мОм/м, при нулевом проводе						
		А-16	А-25	А-35	А-50	А-70	А-95	А-120
А-50	0,4	3,25	2,43	2,01	1,69	1,47	1,35	
	1	3,28	2,46	2,05	1,73	1,53	1,40	
	2	3,30	2,49	2,08	1,77	1,58	1,45	
А-70	0,4		2,21	1,78	1,47	1,28	1,15	1,08
	1		2,25	1,82	1,53	1,34	1,21	1,14
	2		2,28	1,86	1,58	1,39	1,27	1,20
А-95	0,4		2,07	1,66	1,35	1,15	1,02	0,95
	1		2,11	1,71	1,40	1,21	1,09	1,03
	2		2,14	1,75	1,45	1,27	1,15	1,09
А-120	0,4			1,58	1,27	1,08	0,95	0,85
	1			1,63	1,33	1,14	1,03	0,93
	2			1,67	1,38	1,20	1,09	1,00

Таблица 2.15

Полное удельное сопротивление $z_{пт.уд}$ цепи фаза-нуль закрытых шиннопроводов в стальном кожухе, мОм/м [29]

Тип шиннопровода	Номинальный ток, А	Размер алюминиевых жил в одной фазе, мм	Значение $z_{пт.уд}$ мОм/м, при токе однофазного КЗ, А, равном					
			300	400	500	600	800	1000, 3000
Шиннопровод с нулевой шиной (четырёхпроводный)								
ШМАХ-65	600	80×8	0,3	0,33	—	0,3	0,28	
ШРА-64-250	250	30×4	0,9	0,91	—	0,93	1,05	
ШРА-64-400	400	40×5	0,65	0,66	—	0,67	0,76	
ШРА-64-600	600	60×6	0,6	0,61	—	0,62	0,7	
ШОС-67	25	см. примеч.	7,22					
Шиннопровод без нулевой шины (трёхпроводный)								
ШМА-59С	4000	2(160×12)						0,45
ШМА-59С	2500	2(120×10)						0,5
ШМА-1Х-1600	1600	120×10						0,5
ШМА-65	1600	2(100×10)						0,49
ШМА-58	1500	2(80×8)						0,51
ШМА-1Х-1000	1000	80×8				0,6	0,6	0,55
ШМАХ-65	1000	120×10				0,58	0,58	0,53
ШРА-2-Ф	250	30×5	1,43			1,38	1,38	1,28
ШРА-4Ф	400	50×5	1,25			1,2	1,2	1,15
ШРА-6Ф	600	60×6	1,1			1,05	1,06	1,0

Примечание. Шиннопровод ШОС-67 выполнен медным проводом сечением 6 мм².

Расчет токов однофазного КЗ с учетом токоограничивающего действия дуги в месте повреждения и сопротивления питающей энергосистемы. С помощью метода симметричных составляющих можно вывести удобное выражение для определения тока однофазного КЗ, учитывающее и сопротивление питающей системы, и переходные сопротивления. Известно, что ток однофазного КЗ равен:

$$I_{кR}^{(1)} = \frac{3\dot{U}_\phi}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad (2-28)$$

Сопротивления прямой Z_1 , обратной Z_2 и нулевой Z_0 последовательностей с учетом сопротивления внешней сети и переходных сопротивлений составляют:

$$\begin{aligned} Z_1 &= Z_{1c} + Z_{1T} + Z_{1n} + R_n, \\ Z_2 &= Z_{2c} + Z_{2T} + Z_{2n} + R_n = Z_{1c} + Z_{2T} + Z_{1n} + R_n, \\ Z_0 &= Z_{0T} + Z_{0n} + R_n + 3Z_n + 3jx = Z_{0T} + Z_{1n} + R_n + 3Z_n + 3jx', \end{aligned} \quad (2-29)$$

где Z_{1c}, Z_{2c} – комплексы сопротивлений прямой и обратной последовательностей системы; Z_{1T}, Z_{2T}, Z_{0T} – комплексы сопротивлений прямой, обратной и нулевой последовательностей трансформатора; Z_{1n}, Z_{2n}, Z_{0n} – комплексы сопротивлений прямой, обратной и нулевой последовательностей линии от трансформатора до места КЗ; $Z_n, 3jx'$ – комплекс сопротивления нулевого провода линии и составляющая индуктивного сопротивления цепи фаза-нуль от трансформатора до места КЗ; R_n – переходные сопротивления, принимаются равными 15 мОм.

Подставляя эти выражения в (2-28) и учитывая, что $Z_{1T} + Z_{2T} + Z_{0T} = Z_T^{(1)}$ есть комплекс полного сопротивления трансформатора, а $Z_{1n} + Z_n + jx' = Z_{пт}^{(1)}$ есть комплекс сопротивления петли фаза-нуль, получим:

$$I_{кR}^{(1)} = \frac{U_\phi}{\frac{Z_T^{(1)} + 2Z_c + 3R_n}{3} + Z_{пт}^{(1)}} \quad (2-30)$$

Обозначив $|Z_T^{(1)} + 2Z_c + 3R_n| / 3 = Z_{\Sigma R}^{(1)} / 3$, и перейдя к арифметическому сложению $Z_{\Sigma R}^{(1)} / 3$ и $Z_{пт}^{(1)}$, получим:

$$I_{кR}^{(1)} = \frac{U_\phi}{\frac{z_{\Sigma R}^{(1)}}{3} + z_{пт}^{(1)}}, \quad (2-31)$$

$$z_{\Sigma R}^{(1)} = |Z_T^{(1)} + 2Z_c + 3R_n| = \sqrt{(2r_{1T} + r_{0T} + 2r_c + 3R_n)^2 + (2x_{1T} + x_{0T} + 2x_c)^2}, \quad (2-32)$$

где $z_{\Sigma R}^{(1)}$ – модуль полного комплекса сопротивления сети, трансформатора и переходных сопротивлений; r_{1T}, x_{1T} – активное и индуктивное сопротив-

ление трансформатора токам прямой последовательности; r_{0T}, x_{0T} – то же токам нулевой последовательности; r_c, x_c – активное и индуктивное сопротивление питающей системы токам прямой последовательности; R_n – переходные сопротивления; $z_{пт}^{(1)}$ – сопротивление петли фаза-нуль от трансформатора до места КЗ.

Значения $z_{\Sigma R}^{(1)} / 3$ с учетом $R_n = 15$ мОм и в зависимости от соотношения сопротивлений питающей энергосистемы x_c и трансформатора x_T (прямой последовательности) приведены в табл. 2.16.

Выражение (2-31) удобно для практических расчетов, позволяет учесть сопротивление питающей системы до трансформатора, переходные сопротивления, а также использовать данные относительно сопротивлений петли фаза-нуль, приведенные в работе [29] и практические замеры, с помощью которых можно рассчитать токи $I_{кR}^{(1)}$ для всех встречающихся на практике случаев.

Таблица 2.16

Значения $z_{\Sigma R}^{(1)} / 3$ с учетом токоограничивающего действия дуги в месте повреждения при различной электрической удаленности трансформаторов от источников питания

Схема соединения обмоток	Трансформатор		Значения $z_{\Sigma R}^{(1)} / 3$, мОм		
	$S_{нТ}$, кВ·А	u_k , %	$x_c = 0,1x_T$	$x_c = x_T$	$x_c = 2x_T$
Y/Y	400	4,5	72,4	81,37	91,66
	630	5,5	50	57,08	65,2
	1000	5,5	34,84	38,85	43,58
	1600	5,5	25,6	27,56	29,92
Δ/Y	400	4,5	27,67	35,21	44,84
	630	5,5	23,36	29,07	36,48
	1000	5,5	19,32	22,24	26,3
	1600	5,5	17,1	18,44	20,44

Заметим, что выражения (2-23), (2-26) и (2-31) из-за арифметического сложения сопротивлений, указанных в знаменателе, дают некоторую погрешность в сторону увеличения общего сопротивления цепи фаза-нуль, то есть в сторону запаса. Этот запас компенсирует сопротивления мелких участков сети, которые часто не учитывают в приближенных расчетах (небольшие участки шин от трансформатора до главного щита 0,4 кВ и автоматов отходящих линий, участки между автоматом, пускателем и тепловыми реле на вторичных сборках и т.п.).

Пример 2-4. Вычислить ток однофазного КЗ с учетом переходных сопротивлений на зажимах трансформатора мощностью 400 кВА, $u_k = 4,5\%$, соединение обмоток Y/Y, присоединенного к энергосистеме сопротивлением $x_c = 0,1x_T$.

Решение. Значение $z_{\Sigma R}^{(1)}/3$ можно принять по табл. 2.16, однако в учебных целях покажем ход его вычисления. По табл. 2.4 для данного трансформатора $x_{1T} = x_{2T} = 17,1$ мОм; $r_{1T} = r_{2T} = 5,5$ мОм; $x_{0T} = 148,7$ мОм; $r_{0T} = 55,6$ мОм. Сопротивление системы $x_c = 1,71$ мОм; $r_c \approx 0$, $R_n = 15$ мОм. С учетом (2-32) имеем:

$$\frac{z_{\Sigma R}^{(1)}}{3} = \frac{\sqrt{(2 \cdot 17,1 + 148,7 + 2 \cdot 1,71)^2 + (2 \cdot 5,5 + 55,6 + 3 \cdot 15)^2}}{3} = 72,4 \text{ мОм.}$$

По формуле (2-31), приняв $z_{\text{ит}} = 0$, имеем $I_{\text{кЗ}}^{(1)} = 231 / 72,4 = 3,2$ кА.

Для сравнения найдем этот ток по кривым приложения (рис. П1-1, а). Вначале вычисляем отношение сопротивлений (прямой последовательности) системы и трансформатора: $x_c/x_T = 1,71/17,1 = 0,1$. По сплошной кривой на рис. П1-1, а находим, что при этом отношении для трансформатора Y/Y мощностью 400 кВ·А $I_{\text{кЗ}}^{(1)} = 3,2$ кА, т.е. получаем тот же результат.

2.6. Определение токов КЗ по расчетным кривым

В приложении приведены расчетные кривые, по которым можно найти значения токов КЗ на шинах КТП (рис. П1-1) и в сети 0,4 кВ (рис. П1-2=П1-10) после трансформаторов напряжением 6(10)/0,4 кВ, мощностью 1600 кВ·А ($u_k = 5,5\%$), 1000 кВ·А ($u_k = 5,5\%$), 630 кВ·А ($u_k = 5,5\%$) и 400 кВ·А ($u_k = 4,5\%$) в зависимости от соотношения сопротивлений питающей системы и трансформатора, длины, конструкции и сечения кабелей 0,4 кВ с учетом и без учета токоограничивающего действия дуги в месте повреждения. Кривые рис. П1-1=П1-10 построены по приведенным выше выражениям с использованием данных, приведенных в таблицах. Штриховыми линиями показаны токи металлического КЗ, сплошными – с учетом переходных сопротивлений, равных 15 мОм. Активное сопротивление энергосистемы и сопротивление шин 0,4 кВ не учитывалось. Все кривые даны для кабелей с алюминиевыми жилами. Для нахождения тока КЗ за кабелем с медными жилами по этим кривым необходимо уменьшить его расчетную длину в 1,7 раза.

Для пользования кривыми предварительно необходимо определить соотношение сопротивлений питающей системы и трансформатора: индуктивных x_c/x_T или полных z_c/z_T , последнее – при значительном активном сопротивлении системы (например, наличии протяженных воздушных или кабельных линий 6 или 10 кВ).

Если кабель питает сборку, а от сборки питается двигатель через кабель другого сечения, то ток КЗ на зажимах двигателя можно определить, пользуясь этими же кривыми по условной расчетной длине кабеля, имеющего такое же сечение, как кабель питания двигателя:

$$l_p = l_{\text{каб}} + l_{\text{к.сб}} \frac{S_{\text{к.дв}}}{S_{\text{к.сб}}}, \quad (2-33)$$

где $l_{\text{к.дв}}$ – длина кабеля, питающего двигатель; $l_{\text{к.сб}}$ – длина кабеля, питающего сборку; $S_{\text{к.дв}}$ и $S_{\text{к.сб}}$ – соответствующие сечения кабелей.

Можно найти ток КЗ без вычисления l_p непосредственно по графику, как показано на рис. П1-2, а. Сначала находится ток КЗ в конце кабеля, питающего сборку (точка А). Через точку А проводится горизонтальная прямая до пересечения с кривой, соответствующей сечению питающего двигателя кабеля (точка В). Прибавив к координате l_c длину питающего двигателя кабеля $l_{\text{к.дв}}$, по кривой, соответствующей сечению этого кабеля, находим ток КЗ на зажимах двигателя (точка С).

Если напряжение КЗ или мощность установленного трансформатора отличается от принятых при построении кривых, то следует подобрать ближайший трансформатор, исходя из равенства их сопротивлений. Например, для трансформатора мощностью 1000 кВ·А, $u_k = 8\%$, $z_T = 0,013$ Ом (0,4 кВ). Следовательно, можно пользоваться графиками для трансформатора 630 кВ·А, $u_k = 5,5\%$, имеющего $z_T = 0,014$ Ом.

Кривые токов однофазных КЗ построены для соотношения сопротивлений (прямой последовательности) системы и трансформатора $x_c/x_T = 0,1$. Стрелками обозначена область, в которой можно по этим кривым находить ток при $x_c \leq 2x_T$, при этом погрешность в определении тока КЗ не превосходит 15% при малых длинах и больших сечениях кабелей и 5% – для больших длин или малых сечений кабелей.

Приближенные значения токов однофазных КЗ для трехжильных кабелей с алюминиевой оболочкой можно находить по кривым для четырехжильных кабелей с алюминиевой оболочкой, при этом полученное по кривым значение тока следует уменьшить на 15% для больших и на 5% для малых сечений кабелей.

Если при определении токов однофазных КЗ при совпадении сечений фазных жил сечение нулевой жилы кабеля меньше приведенного на графиках, то ток КЗ следует находить для кабеля, имеющего меньшее сечение нулевой жилы, независимо от сечений фазных жил. При этом погрешность в нахождении тока будет наименьшей и идет в запас расчета чувствительности защиты.

2.7. Расчет токов КЗ при питании от генераторов собственных электростанций

Собственные электростанции предназначены для электроснабжения при потере основных источников питания и обычно имеют небольшую мощность. Они подключаются либо непосредственно к шинам 0,4 кВ (аварийные генераторы), либо через понижающие трансформаторы 6/0,4 кВ. Расчет токов КЗ выполняется только с целью выбора уставок и проверки чувствительности и селективности действия защит, так как по отключаю-

шей способности аппаратура рассчитана на работу от более мощных основных источников питания.

В зависимости от расчетных условий максимальным может оказаться ток однофазного или трехфазного КЗ, минимальным – ток трех-, двух- или однофазного КЗ. Например, ток однофазного КЗ может оказаться максимальным (по сравнению с другими видами КЗ) на зажимах генератора и минимальным – в удаленных точках сети.

Расчет токов междуфазных КЗ. При близких КЗ в генераторе возникает переходный процесс, сопровождающийся изменением во времени периодической составляющей тока. С удалением точки КЗ от генератора это явление становится незаметным (как при питании от энергосистемы). Электрическую удаленность однозначно характеризует расчетное результирующее сопротивление до точки КЗ в относительных единицах z_{*p} , приведенное к суммарной мощности параллельно работающим генераторов:

$$z_{*p} = z_{\Sigma} \frac{S_{н.т.г.}}{U_{ср}^2}, \quad (2-34)$$

где z_{Σ} – суммарное сопротивление всех элементов цепи КЗ, включая генераторы, МОм; $S_{н.т.г.}$ – суммарная мощность параллельно работающих генераторов, кВ·А; $U_{ср}$ – среднее напряжение той ступени, к которой отнесено z_{*p} , В.

Обобщенные кривые зависимости периодической составляющей тока КЗ, отнесенной к номинальному току генератора $I_{к*1} = I_{к1} / I_{н.г.}$, от расчетного сопротивления z_{*p} (x_{*p}) и времени от начала КЗ t для маломощных генераторов приведены на рис. 2-7. Кривые учитывают действие при КЗ устройств автоматического регулирования (АРВ) и форсировки возбуждения (ФВ) генераторов. Эти устройства должны быть постоянно в работе.

Сопротивление $z_{*p} = 0,65$ называется критическим.

Если $z_{*p} < 0,65$, то электрическая удаленность КЗ считается небольшой. При применении аварийных генераторов напряжением 0,4 кВ такое соотношение характерно для КЗ на зажимах генераторов, шинах КТП и основных сборках 0,4 кВ.

Упрощенную картину процессов, происходящих при КЗ в этих точках, рассмотрим на примере внезапного трехфазного КЗ. В начальный момент КЗ индуктивное сопротивление генератора резко уменьшается до сверхпереходного (начального) значения x'_d , а затем постепенно увеличивается до переходного x''_d и, наконец, до установившегося x_d . Это вызвано соответствующим изменением магнитных потоков в генераторе. Магнитное поле статора генератора, созданное током КЗ и ранее не существовавшее в машине, вызывает по закону Ленца появление встречных полей в обмотке возбуждения и в успокоительной обмотке, вытесняющих магнитное поле

статора на пути рассеяния. По мере затухания встречных полей магнитное поле статора постепенно проникает сначала в зону успокоительной обмотки, затем в зону обмотки возбуждения. Этот процесс сопровождается увеличением сопротивления обмотки статора от x'_d до x''_d и x_d и соответствующим уменьшением тока КЗ от сверхпереходного до переходного и, наконец, установившегося. Наряду с этим при снижении напряжения (вследствие КЗ) вступают в действие устройства АРВ и ФВ генератора, которые стремятся восстановить напряжение на его зажимах увеличением тока возбуждения и, следовательно, ЭДС.

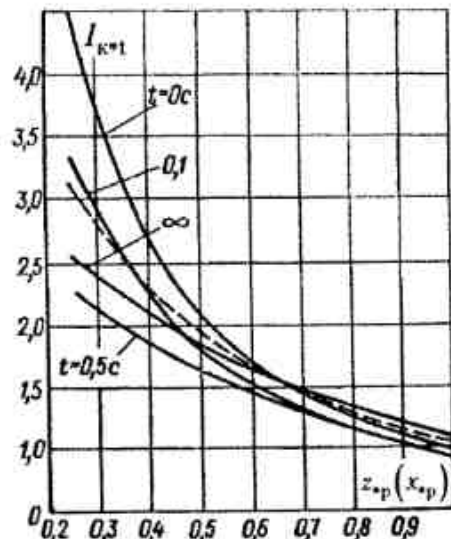


Рис. 2-7. Расчетные кривые изменения токов КЗ для генераторов малой мощности с АРВ (сплошные линии – трехфазное КЗ, штриховая – двухфазное при $t = \infty$, время t – в секундах)

Однако вследствие небольшой электрической удаленности КЗ устройства АРВ и ФВ не могут восстановить напряжение на зажимах генератора до номинального, несмотря на увеличение тока возбуждения до предельного. На изменение тока КЗ во времени больше влияет увеличение сопротивления генератора, чем увеличение его ЭДС. Происходит снижение (затухание) тока КЗ с течением времени от сверхпереходного (начального) $I_{к0}$ ($t = 0$) до установившегося $I_{к\infty}$ ($t = \infty$).

Например, при КЗ в точке, соответствующей $z_{*p} = 0,3$, ток КЗ $I_{к*0}^{(3)} = 3,7$; $I_{к*0,5}^{(3)} = 2,12$, $I_{к*\infty}^{(3)} = 2,35$ (рис. 2-7). Заметим, что вследствие инерционности

устройств АРВ и ФВ они не влияют на начальное значение тока, их действие будет заметно спустя примерно 0,2 с после начала КЗ и особенно – в установившемся режиме КЗ. Поэтому при КЗ в рассмотренной точке значение тока при $t = \infty$ несколько больше, чем при $t = 0,5$ с.

Минимальным значением тока оказывается установившийся ток трехфазного КЗ – его значение всегда меньше установившегося тока двухфазного КЗ, а при КЗ на зажимах генератора – меньше тока однофазного КЗ [34]. Это объясняется тем, что индуктивные сопротивления генератора обратной x_2 и нулевой x_0 последовательностей, которые учитывают при расчете несимметричных КЗ, не изменяются в процессе КЗ, а по значению они значительно меньше индуктивного сопротивления генератора прямой последовательности в установившемся режиме x_d .

Кривые изменения токов при трехфазных КЗ на рис. 2-7 взяты из работы [35]. Кривая токов при двухфазном КЗ при $t = \infty$ и всех значениях $z_{\text{ар}}$ располагается между кривыми токов трехфазных КЗ $I_{\text{к0}}^{(3)}$ и $I_{\text{к+к}}^{(3)}$. Ее можно получить, воспользовавшись кривыми для трехфазных КЗ, правилом эквивалентности прямой последовательности [12] и известным выражением:

$$I_{\text{к}}^{(n)} = m^{(n)} I_{\text{к1}}^{(n)}$$

где $I_{\text{к}}^{(n)}$ – ток любого (n) несимметричного КЗ; $m^{(n)}$ – коэффициент, соответствующий этому виду КЗ, для двухфазного КЗ $m^{(2)} = m^{(2)} = \sqrt{3}$; $I_{\text{к1}}^{(n)}$ – соответствующий ток прямой последовательности.

Например, в точке сети, для которой $z_{\text{ар}} = 0,3$, относительные значения токов трехфазного КЗ $I_{\text{к0}}^{(3)} = 3,7$; $I_{\text{к+к}}^{(3)} = 2,35$. При двухфазном КЗ в той же точке расчетное сопротивление складывается из суммы сопротивлений прямой и обратной последовательности, и составит $z_{\text{ар}} = 0,3 + 0,3 = 0,6$. По кривым трехфазных КЗ для $t = \infty$ $z_{\text{ар}} = 0,6$ соответствует относительное значение тока прямой последовательности $I_{\text{к1}}^{(2)} = 1,65$, таким образом, относительное значение установившегося тока двухфазного КЗ составляет $I_{\text{к+к}}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 1,65 = 2,85$.

В точке сети, для которой $z_{\text{ар}} = 0,65$, имеем $I_{\text{к0}}^{(3)} \approx I_{\text{к+к}}^{(3)} \approx I_{\text{к+к}}^{(2)}$, если же $z_{\text{ар}} > 0,65$, то $I_{\text{к0}}^{(3)} < I_{\text{к+к}}^{(2)} < I_{\text{к+к}}^{(3)}$.

Установившийся режим для маломощных генераторов может наступить менее чем за 0,5 с. Например, для генераторов STAMFORD напряжением 0,4 кВ он наступает примерно через 0,1–0,2 с. Это время соизмеримо с временем действия максимальных токовых защит генератора и прилегающей сети 0,4 кВ, к моменту срабатывания выходных реле которых ток КЗ становится равным установившемуся. Поэтому для предотвращения отказов чувствительность действующих с выдержкой времени защит, в зоне действия которых расчетное сопротивление до места повреждения

$z_{\text{ар}} < 0,65$, должна проверяться по установившемуся току трехфазного КЗ $I_{\text{к+к}}^{(3)}$.

Если $z_{\text{ар}} \geq 0,65$, то КЗ считается удаленным. Обычно это соотношение соответствует КЗ на зажимах отдаленных электроприемников при питании длинными кабелями с большим сопротивлением. В этих случаях АРВ и ФВ способны восстановить напряжение на зажимах генератора до номинального (при очень удаленных КЗ вообще не вступают в работу), а изменение сопротивления генератора в процессе КЗ почти не влияет на значение тока КЗ. Установившийся ток трехфазного КЗ оказывается равным или несколько большим сверхпереходного (см. рис. 2-7). Ввиду небольшого различия этих токов можно находить только ток $I_{\text{к0}}^{(3)}$, принимая с целью упрощения $I_{\text{к0}}^{(3)} \approx I_{\text{к+к}}^{(3)}$ и $I_{\text{к0}}^{(2)} \approx I_{\text{к+к}}^{(2)} \approx 0,867 \cdot I_{\text{к0}}^{(3)}$. Таким образом, при КЗ в этих точках чувствительность защит от междуфазных КЗ, действующих с выдержкой времени, можно проверять при начальном токе двухфазного КЗ $I_{\text{к0}}^{(2)} = 0,867 \cdot I_{\text{к0}}^{(3)}$.

Для защит, действующих без выдержки времени, чувствительность при междуфазных КЗ проверяется при токе $I_{\text{к0}}^{(2)} = 0,867 \cdot I_{\text{к0}}^{(3)}$ независимо от электрической удаленности точки КЗ.

Таким образом, для расчетов защит следует определить значения токов $I_{\text{к0}}^{(3)}$ и $I_{\text{к0}}^{(2)}$ (при $t = 0$), а для защит, имеющих выдержку времени и действующих в зоне $z_{\text{ар}} < 0,65$, – дополнительно и значение тока $I_{\text{к+к}}^{(3)}$ (при $t = \infty$). Для других моментов времени токи КЗ определять не требуется.

Ток КЗ $I_{\text{к1}}^{(3)}$ (в килоамперах) для любого момента времени t определяется по выражению:

$$I_{\text{к1}}^{(3)} = \frac{E_t}{\sqrt{3}z_{\Sigma}} = \frac{E_t}{\sqrt{3}\sqrt{x_{\Sigma}^2 + (r_{\Sigma} + R_{\text{н}})^2}}, \quad (2-35)$$

где E_t – линейная ЭДС генератора для момента времени t , В; x_{Σ} и r_{Σ} – результирующее индуктивное и активное сопротивление цепи КЗ соответственно, включая сопротивление генератора, мОм; $R_{\text{н}}$ – переходное сопротивление в месте КЗ, учитывается только при расчетах в сети 0,4 кВ, мОм.

Для момента времени $t = 0$ ЭДС нагруженного генератора $E_0 = U_{\text{н.г}} (1 + x_d^* \sin \varphi_{\text{н.г}})$; при $\cos \varphi_{\text{н.г}} = 0,8$ имеем $\varphi_{\text{н.г}} = 37^\circ$ и $\sin \varphi_{\text{н.г}} = 0,6$, тогда $E_0 = U_{\text{н.г}} (1 + x_d^* \cdot 0,6)$. Учитывая, что номинальное напряжение генератора на 5% выше номинального напряжения сети, а также, что КЗ может возникнуть и при ненагруженном генераторе, обычно можно принять $E_0 \approx (1 + 1,05)U_{\text{н.г}}$.

Индуктивное сопротивление генератора (в миллиомах) для момента $t = 0$ определяется по выражению:

$$x_{\Gamma} = x_{\Gamma}^* U_{н.г}^2 / S_{н.г} \quad (2-36)$$

где $S_{н.г} = P_{н.г} / \cos \varphi_{н.г}$ – номинальная полная мощность генератора, кВ·А; x_{Γ}^* – сверхпереходная реактивность генератора в относительных единицах; $U_{н.г}$ – номинальное напряжение генератора, В.

Параметры генераторов приведены в табл. 2.17. Сопротивление понижающего трансформатора и кабелей 0,4 кВ вычисляются по выражениям

Таблица 2.17

Параметры малоомощных генераторов

Параметры	Для генератора типа							
	ГСД-17-08-8	СГД-16-69	СГД-15-41-16	СГД-14-100-6	СГДМ-11-46-4 Электросила	СГДМ-12-42-4 Электросила	НС 634 G STAMFORD	НС 634 K STAMFORD
$P_{н.г}$, кВт	1000	3500	630	2500	500	630	640	888
$S_{н.г}$, кВА	1250	4375	787,5	3125	625	787,5	800	1110
$U_{н.г}$, кВ	6,3	6,3	6,3	6,3	0,4	0,4	0,4	0,4
$I_{н.г}$, А	115	404	72	287	903	1138	1156	1604
$n_{н.г}$, об/мин	750	1000	375	1000	1500	1500	1500	1500
$\cos \varphi_{н.г}$	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
ОКЗ	1,15*	—	1,1	0,8	0,6*	0,63*	0,35**	0,4**
КПД, %	94,56	96	93	95	94	—	94,1	—
x_{Γ}^* , о.е.	0,192*	0,17	0,18	0,16	0,14*	0,167*	0,17	0,14
x_{Γ}^* , о.е.	0,282	0,21	0,281	—	0,191*	0,214*	0,23	0,2
x_{Γ} , о.е.	1,018	0,82	1,172	—	1,92*	1,9*	2,91	2,51
x_2 , о.е.	0,171*	—	—	—	0,15*	0,174*	0,2	0,2
x_0 , о.е.	0,0763*	—	—	—	0,047*	0,054	0,026	0,023
$r_{ст}$, мОм	—	—	—	—	2,8	2,18	3,7	1,9
$I_{*н.пред}$, о.е.	—	—	—	—	9*	10*	6,92**	6,56**

$r_{ст}$ – активное сопротивление фазы статора при температуре 15°C.

* – опытные данные, $I_{*н.пред}$ генераторов СГДМ указано для системы самовозбуждения.

** – расчетные данные.

(2-8) и (2-11). При наличии трансформатора в цепи КЗ все сопротивления приводят к одному базисному напряжению по выражению (2-6). В данном случае за базисное принимается напряжение 0,4 кВ, где находится большинство расчетных точек КЗ. Переходные сопротивления принимают $R_{н.г} = 15$ мОм.

Далее вычисляют результирующие сопротивления x_2 и r_2 , находят полное результирующее сопротивление цепи КЗ $z_{кз}$, а по формуле (2-35) – начальный ток трехфазного КЗ $I_{кз}^{(3)}$.

Для момента времени $t = \infty$ ЭДС и сопротивление генератора будут уже другими, они зависят от удаленности КЗ. Для расчетов используют так называемый метод спрямленных характеристик [12, 34].

Вначале определяют уточненное значение критического сопротивления:

$$z_{кр} \approx \frac{x_{Гв} U_{Г.н}}{E_{Гв} - U_{Г.н}} \quad (2-37)$$

В этом выражении сопротивление генератора $x_{Гв}$ принимают равным величине, обратной отношению короткого замыкания ОКЗ (ОКЗ – отношение установившегося тока КЗ на зажимах генератора при токе возбуждения холостого хода к номинальному току генератора). Аналогично формуле (2-36) $x_{Гв}$ (в миллиомах) равно:

$$x_{Гв} = \frac{U_{н.г}^2}{ОКЗ \cdot S_{н.г}} \quad (2-38)$$

ЭДС генератора $E_{Гв}$ (в вольтах) принимают увеличенной пропорционально относительному предельному току возбуждения $I_{*н.пред}$ (отношение тока возбуждения при форсировке к току возбуждения холостого хода генератора):

$$E_{Гв} = U_{Г.н} \cdot I_{*н.пред} \quad (2-39)$$

Если внешнее сопротивление участка от зажимов генератора до точки КЗ $z_{вн} < z_{кр}$ (близкое КЗ), то имеет место режим предельного возбуждения, и значение тока КЗ $I_{кз}^{(3)}$ определяют по формуле (2-35), где принимают $E_1 = E_{Гв}$ и $x_{\Gamma} = x_{Гв}$.

В частности, значение установившегося тока трехфазного КЗ на зажимах генератора можно определить по выражению (2-40), которое нетрудно получить из (2-35), подставив в него (2-38) и (2-39), при этом активным сопротивлением генератора можно пренебречь:

$$I_{кз}^{(3)} = ОКЗ \cdot I_{*н.пред} \cdot I_{н.г} \quad (2-40)$$

Если внешнее сопротивление до точки КЗ $z_{вн} \geq z_{кр}$ (удаленное КЗ), то имеет место режим нормального напряжения и значение тока КЗ опреде-

ляют по формуле (2-35), где принимают $E_t = U_{н.г.}$, $x_t = 0$. Обычно при КЗ в этих точках значение $I_{кз}^{(3)}$ не рассчитывают, принимая $I_{кз}^{(3)} \approx I_{к0}^{(3)}$ (кроме особых случаев, например проверки чувствительности пусковых органов напряжения). При этом учитывают, что возможное увеличение тока $I_{кз}^{(3)}$ по сравнению с $I_{к0}^{(3)}$ (оно не превышает 10–20%) идет в запас чувствительности максимальных токовых защит, а также компенсирует влияние другой подключенной к генератору нагрузки, сопротивление которой шунтирует КЗ, несколько уменьшая ток в месте повреждения и увеличивая ток генератора [12, 34].

При отсутствии паспортных значений $I_{н.пред}$ и ОКЗ их рекомендуется определить опытным путем [34].

Для приближенных расчетов можно использовать метод расчетных кривых [12, 35], позволяющий определить относительное значение тока КЗ для любого момента времени в зависимости от расчетного сопротивления $z_{р.}$. Для этого по приведенным выше выражениям определяют z_{Σ} , а затем по выражению (2-34) – расчетное сопротивление до точки КЗ $z_{р.}$ в относительных единицах. По расчетным кривым на рис. 2-7 и значению $z_{р.}$ находят относительные значения тока КЗ $I_{к+}$ для соответствующего момента времени. Значение тока трехфазного КЗ для этого момента времени определяют по выражению:

$$I_{к+}^{(3)} = I_{к+} I_{н\Sigma} \quad (2-41)$$

где $I_{н\Sigma} = S_{н\Sigma} / (\sqrt{3} U_{ср})$ – суммарный номинальный ток работающих генераторов, приведенный к напряжению $U_{ср}$ ступени, где рассматривается КЗ, т.е. к напряжению 0,4 кВ.

Расчетные кривые на рис. 2-7 учитывают шунтирующее влияние нагрузки, подключенной к генераторным шинам. Следует иметь в виду, что этот метод можно использовать, если относительный предельный ток возбуждения не превышает 3–4, при больших значениях он может дать существенную погрешность вычислений установившихся токов КЗ (см. далее пример 2-5).

При расчетах токов КЗ в сети 0,4 кВ, питающейся от генераторов мощностью менее 400 кВт, переходные сопротивления R_n можно не учитывать, в этом случае они почти не влияют на значения токов КЗ.

При питании от генераторов напряжением 6(10) кВ через понижающие трансформаторы 6(10)/0,4 кВ расчетные кривые на рис. П1-1, а, П1-2+П1-4 для определения токов трехфазных КЗ можно использовать лишь при $z_{р.} \geq 0,65$. Отношение x_c / x_t определяют, как указано ранее, но

при этом x_c заменяют на x_t , вычисленное по формуле (2-36) и приведенное к напряжению 0,4 кВ.

Пример 2-5. Определить сверхпереходный и установившийся токи КЗ с учетом переходных сопротивлений $R_n = 15$ мОм за кабелем 3 x 95 + 1 x 50 длиной 100 м с алюминиевыми жилами при питании от генератора типа СДГМ-12-42-4, имеющего следующие данные: $P_{н.г.} = 630$ кВт; $S_{кв.г.} = 787$ кВА; $U_{н.г.} = 0,4$ кВ; $I_{н.г.} = 1138$ А; $x_d' = 0,16$ о.е.; ОКЗ = 0,63; $I_{н.пред} = 10$; $r_t = 0$.

Решение. Индуктивное сопротивление генератора по формуле (2-36) $x_t = 0,16 \cdot 400^2 / 787 = 32,5$ мОм. Сопротивление кабеля по формуле (2-11) $x_c = 0,057 \cdot 100 = 5,7$ мОм; $r_c = 0,405 \cdot 100 = 40,5$ мОм. Результирующее сопротивление до точки КЗ $z_{\Sigma} = \sqrt{(32,5 + 5,7)^2 + (40,5 + 15)^2} = 67,4$ мОм. Ток КЗ при $t = 0$ по формуле (2-35) $I_{к0R}^{(3)} = 1,05 \cdot 400 / (\sqrt{3} \cdot 67,4) = 3,6$ кА.

Ток КЗ при $t = \infty$ определяем методом спрямленных характеристик. Внешнее сопротивление $z_{вн} = \sqrt{5,7^2 + (40,5 + 15)^2} = 55,8$ мОм. Сопротивление и ЭДС генератора по формулам (2-38) и (2-39) $x_{т\infty} = 400^2 / (0,63 \cdot 787) = 322,7$ мОм; $E_{т\infty} = 400 \cdot 10 = 4000$ В. Критическое сопротивление по формуле (2-37) $z_{кр} \approx 322,7 \cdot 400 / (4000 - 400) = 35,9$ мОм.

Поскольку $z_{вн} > z_{кр}$, то имеем режим нормального напряжения. Принимая в формуле (2-35) $E_t = U_{н.г.}$, $x_t = 0$, имеем $I_{к\infty R}^{(3)} = 400 / (\sqrt{3} \cdot 55,8) = 4,14$ кА. Однако из-за шунтирующего влияния нагрузки значение тока КЗ будет несколько меньше, поэтому можно принять $I_{к\infty R}^{(3)} \approx I_{к0R}^{(3)} = 3,6$ кА.

Вычислим значения тока КЗ по методу расчетных кривых [35]. Расчетное сопротивление по формуле (2-34) $z_{р.} = 67,4 \cdot 787 / 400^2 = 0,33$. По кривым на рис. 2-7 найдем относительные значения тока КЗ $I_{к+0} = 3,2$; $I_{к\infty 0} = 2,25$. Токи КЗ по формуле (2-41) $I_{к0R}^{(3)} = 3,2 \cdot 1,138 = 3,6$ кА; $I_{к\infty R}^{(3)} = 2,25 \cdot 1,138 = 2,6$ кА, что значительно меньше рассчитанного ранее.

Очевидно, что для генератора, имеющего $I_{н.пред} = 10$, определение установившегося тока КЗ по расчетным кривым на рис. 2-7 недопустимо, и ими пользоваться не следует. Если бы генератор имел, например, $I_{н.пред} = 4$, то $E_{т\infty} = 1600$ В; $z_{кр} = 107,6$ мОм; $z_{вн} < z_{кр}$ (режим предельного возбуждения) и $I_{к\infty R}^{(3)} = \frac{1600}{\sqrt{3} \sqrt{(322,7 + 5,7)^2 + (40,5 + 15)^2}} = 2,77$ кА, что близко к значению, определенному по расчетным кривым рис. 2-7.

Расчет токов однофазных КЗ. При расчетах быстродействующих защит (дифференциальной защиты нулевой последовательности генератора, токовых отсечек) могут потребоваться значения сверхпереходных токов металлических однофазных КЗ. Ток однофазного металлического КЗ

$I_{к0}^{(1)}$ (в килоамперах) при питании от генератора напряжением 0,4 кВ с глухозаземленной нейтралью можно определить по выражениям, аналогичным (2-23) и (2-24):

$$I_{к0}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{z_{1r}^{(1)}}{3} + z_{nr}}, \quad (2-42)$$

$$z_{1r}^{(1)} = \sqrt{(r_{1r} + r_{2r} + r_{0r})^2 + (x_{1r} + x_{2r} + x_{0r})^2}, \quad (2-43)$$

где U_{ϕ} – фазное напряжение, В; r_{1r}, x_{1r} – активное и индуктивное сопротивления генератора токам прямой последовательности, мОм; r_{2r}, x_{2r} – то же обратной последовательности; r_{0r}, x_{0r} – то же нулевой последовательности; z_{nr} – сопротивление петли фаза-нуль от генератора до места КЗ, мОм.

Активное сопротивление фазы статора генератора с глухозаземленной нейтралью $r_{ст} = r_{1r} = r_{2r} = r_{0r}$.

Значение установившегося тока однофазного металлического КЗ непосредственно на зажимах генератора и при близких КЗ в сети 0,4 кВ $I_{к0}^{(1)}$ меньше сверхпереходного, однако эффект затухания токов во времени значительно меньше, чем при трехфазном КЗ. Это объясняется тем, что при однофазном КЗ размагничивающую реакцию якоря (статора) создает ток только одной фазы. Для примера на рис. 2-8 приведены заводские кривые изменения токов КЗ в функции времени на выводах генераторов типов

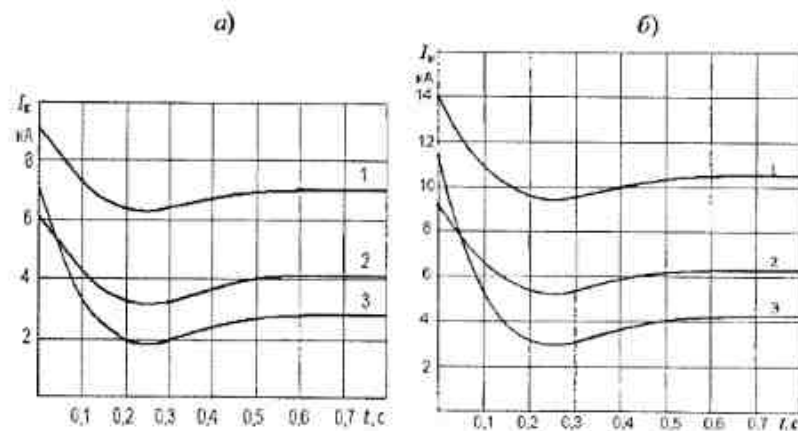


Рис. 2-8. Кривые изменения токов КЗ на выводах генераторов напряжением 400 В типов HC634G мощностью 640 кВт (а) и HC634K мощностью 888 кВт (б).

1 – однофазное, 2 – двухфазное, 3 – трехфазное КЗ

HC634G и HC634K производства фирмы STAMFORD. По кривым видно, что для этих генераторов кратность сверхпереходного тока по отношению к установившемуся для металлического однофазного КЗ составляет всего 1,3, что значительно меньше, чем для трехфазного (2,5) или двухфазного (1,5) КЗ.

Расчет установившихся токов однофазного КЗ можно выполнить, используя известное правило эквивалентности прямой последовательности [12] и кривые затухания токов на рис. 2-7 (см. пример 2-6).

В большинстве случаев для проверки чувствительности защит требуется рассчитать токи однофазных КЗ с учетом переходных сопротивлений $I_{кR}^{(1)}$. Такие КЗ характеризуются большой электрической удаленностью, поэтому при расчете значений этих токов КЗ можно не считаться с изменением тока во времени и принимать $I_{к0R}^{(1)} \approx I_{к0R}^{(1)} \approx I_{кR}^{(1)}$. Ток однофазного КЗ (в килоамперах) с учетом переходных сопротивлений можно определить по выражениям, вывод которых аналогичен (2-31) и (2-32):

$$I_{кR}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{z_{1R}^{(1)}}{3} + z_{nr}}, \quad (2-44)$$

$$z_{1R}^{(1)} = \sqrt{(r_{1r} + r_{2r} + r_{0r} + 3R_{ли})^2 + (x_{1r} + x_{2r} + x_{0r})^2}. \quad (2-45)$$

Выражения (2-42) и (2-44) удобны тем, что позволяют использовать практические измерения и справочные данные по сопротивлению петли фаза-нуль.

Заметим, что выражения (2-42) и (2-44) из-за арифметического сложения сопротивлений, указанных в знаменателе, дают некоторую погрешность в сторону увеличения общего сопротивления цепи фаза-нуль, то есть в сторону запаса. Этот запас компенсирует сопротивления мелких участков сети, которые часто не учитывают в приближенных расчетах (небольшие участки шин от генератора до главного щита 0,4 кВ и автоматов отходящих линий, участки между автоматом, пускателем и тепловыми реле на вторичных сборках и т.п.).

Ток однофазного КЗ в сети 0,4 кВ при питании от генераторов напряжением 6 (10) кВ можно определить по выражениям (2-31) и (2-32), или по кривым на рис. П1-1, б, в, П1-5÷П1-10 приложения, при этом сопротивление системы заменяется сопротивлением генератора, определенным по формуле (2-36) и приведенным к напряжению 0,4 кВ.

Пример 2-6. Сравнить расчетные и экспериментальные значения токов однофазного КЗ на зажимах генератора типа HC634G производства фирмы STAMFORD, имеющего бесщеточную систему возбуждения.

Решение. Используя данные таблицы 2-17, вычислим индуктивное сопротивление генераторов токам прямой, обратной и нулевой последовательностей.

По формуле (2-36) $x_{1r} = 0,17 \cdot 400^2 / 800 = 34$ мОм; $x_{2r} = 0,2 \cdot 400^2 / 800 = 40$ мОм;
 $x_{0r} = 0,026 \cdot 400^2 / 800 = 5,2$ мОм; $r_{1r} = r_{2r} = r_{0r} = 3,7$ мОм.

Значение сверхпереходного тока металлического однофазного КЗ на зажимах генератора по формуле (2-42) составляет $I_k^{(1)} = \frac{U_\phi}{\frac{z_1^{(1)}}{3} + z_{\text{пр}}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \frac{80}{3}} = 8,67$ кА,

здесь $z_{\text{пр}} = 0$ и $z_1^{(1)} = \sqrt{(3 \cdot 3,7)^2 + (34 + 40 + 5,2)^2} = 80$ мОм.

По заводским кривым (рис. 2-8) $I_k^{(1)} = 9,2$ кА, погрешность расчета - 6%, что вполне приемлемо для расчетов защит, поскольку она компенсируется запасами в коэффициентах чувствительности и возврата защиты. Эта погрешность объясняется тем, что при точных расчетах значение x_{2r} необходимо корректировать в соответствии с видом КЗ [36], для однофазного КЗ $x_2^{(1)} = \sqrt{(x_2^* + 0,5x_0) \cdot (x_2^* + 0,5x_0)} - 0,5x_0$. Для рассматриваемого генератора $x_2^* = 0,2$, $x_2^{(1)} = 0,184$ или 34,8 мОм, и точное значение $I_k^{(1)} = 9$ кА, что практически совпадает с заводскими данными.

Установившийся ток однофазного металлического КЗ определим с помощью расчетных кривых рис. 2-7 и упомянутого выше правила эквивалентности прямой последовательности. Согласно этому правилу расчетное сопротивление для однофазного КЗ определяется как сумма прямой, обратной и нулевой последовательностей цепи КЗ по выражению:

$$z_{\text{ср}} = \sqrt{(x_{1r} + x_{2r} + x_{0r})^2 + (r_{1r} + r_{2r} + r_{0r})^2} \cdot \frac{S_{\text{н.л.}}}{U_{\text{ср}}^2} = \sqrt{(34 + 40 + 5,2)^2 + (3 \cdot 3,7)^2} \cdot \frac{800}{400^2} = 0,4$$

а значение тока однофазного КЗ по выражению $I_{\text{кз}}^{(1)} = 3 \cdot I_{\text{кн}} \cdot I_{\text{н.л.}} = 3 \cdot 2,1 \cdot 1156 = 7280$ А = 7,28 кА, где значение $I_{\text{кн}} = 2,1$ соответствует $z_{\text{ср}} = 0,4$ (см. рис. 2-7). Результат практически совпадает с заводскими данными, согласно которым $I_{\text{кз}}^{(1)} = 7,3$ кА (рис. 2-8).

Установившийся ток однофазного КЗ через электрическую дугу определим тем же методом, добавив составляющую переходных сопротивлений $R_n = 15$ мОм:

$$z_{\text{ср}} = \sqrt{(32 + 40 + 6)^2 + (3 \cdot 3,7 + 3 \cdot 15)^2} \cdot \frac{800}{400^2} = 0,48, \quad I_{\text{кз}}^{(1)} = 3 \cdot 1,9 \cdot 1156 = 6600 \text{ А} = 6,6 \text{ кА},$$

где значение $I_{\text{кн}} = 1,9$ соответствует $z_{\text{ср}} = 0,48$. При этом имеем в виду, что значение 6,6 кА несколько занижено, поскольку кривые (рис. 2-7) учитывают кратность форсировки возбуждения около 3-4, а в нашем случае она равна 6,9 (см. также пример 2-3). Кроме того, эти расчетные кривые учитывают влияние нагрузки (в нашем случае она отсутствует), что также уменьшает расчетное значение тока КЗ.

Если рассчитывать значение тока однофазного КЗ на зажимах генератора с учетом переходных сопротивлений по формуле (2-44), то $I_{\text{кз}}^{(1)} = \frac{U_\phi}{\frac{z_{\text{тR}}^{(1)}}{3} + z_{\text{пр}}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \frac{97}{3}} = 7,14$ кА,

где $z_{\text{пр}} = 0$ и $z_{\text{тR}}^{(1)} = \sqrt{(3 \cdot 3,7 + 3 \cdot 15)^2 + (34 + 40 + 5,2)^2} = 97$ мОм. При учете вместо $x_{2r} = 40$ мОм уточненного значения $x_2^{(1)} = 34,8$ мОм получаем $I_{\text{кз}}^{(1)} = 7,3$ кА, что соответствует заводским данным. Очевидно, что переходные сопротивления практически не

влияют на значение установившегося тока однофазного КЗ, это объясняется подавляющим влиянием сопротивления генератора в установившемся режиме. При этом значения сверхпереходного и установившегося токов однофазного КЗ практически одинаковы.

Отметим, что расчет значений токов однофазного КЗ на зажимах генератора $I_{\text{кз}}^{(1)}$ и $I_{\text{кзR}}^{(1)}$ по выражению (2-22) дает тот же результат, поскольку при $z_{\text{тR}} = 0$, оно аналогично выражениям (2-42) и (2-44).

Пример 2-7. Определить ток однофазного КЗ на зажимах генератора и за кабелем для условий примера 2-5. Дополнительные параметры генератора: $x_2 = 0,171$ о.е.; $x_0 = 0,054$ о.е. Кабель имеет непроводящую оболочку.

Р е ш е н и е. Индуктивное сопротивление генератора токам прямой, обратной и нулевой последовательностей по формуле (2-36) $x_{1r} = 0,16 \cdot 400^2 / 787 = 32,5$ мОм; $x_{2r} = 0,171 \cdot 400^2 / 787 = 34,8$ мОм; $x_{0r} = 0,054 \cdot 400^2 / 787 = 11$ мОм; $r_{1r} = r_{2r} = r_{0r} = 2,18$ мОм. По формуле (2-45) имеем $z_{\text{тR}}^{(1)} = \sqrt{(3 \cdot 2,18 + 3 \cdot 15)^2 + (32,5 + 34,8 + 11)^2} = 93,7$ мОм. Сопротивление петли фаза-нуль кабеля по формуле (2-27) $z_{\text{пр}} = 1,13 \cdot 100 = 113$ мОм.

Ток однофазного КЗ на зажимах генератора с учетом переходных сопротивлений по формуле (2-44) $I_{\text{кз}}^{(1)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \frac{93,7}{3}} = 7,4$ кА.

Для металлического КЗ ($R_n = 0$) $z_1^{(1)} = 78,6$ мОм и $I_k^{(1)} = 8,8$ кА.

Ток однофазного КЗ за кабелем с учетом переходных сопротивлений $I_{\text{кз}}^{(1)} = \frac{400}{\sqrt{3} \left(\frac{93,7}{3} + 113 \right)} = 1,6$ кА и для металлического КЗ $I_{\text{кз}}^{(1)} = \frac{400}{\sqrt{3} \left(\frac{78,6}{3} + 113 \right)} = 1,66$ кА

почти одинаковы.

3. ТРЕБОВАНИЯ К ВЫБОРУ АППАРАТУРЫ, ЗАЩИТ И КАБЕЛЕЙ

В сети 0,4 кВ выбор коммутационной аппаратуры, защит и кабелей взаимосвязан. Для любого присоединения должны быть обеспечены:

1. Нормальный режим работы. Номинальные напряжения и токи аппаратов и допустимые токи кабелей должны соответствовать номинальному напряжению и длительному расчетному току нагрузки. Исполнение аппаратов и типы кабелей должны соответствовать условиям их эксплуатации.

2. Стойкость при КЗ. Аппараты и кабели должны быть стойкими при КЗ, а аппараты защиты - надежно отключать расчетные токи КЗ.

3. Защита от всех видов КЗ. Параметры аппаратов защиты и кабелей должны обеспечивать достаточную чувствительность защиты ко всем видам КЗ в конце защищаемой зоны. Рекомендуется применять автоматические выключатели с комбинированным расцепителем, элемент с зависимой характеристикой которого является резервной защитой. Должны обеспечиваться селективность (отключение только поврежденного участка), надеж-

ность (срабатывание при появлении условий на срабатывание и несрабатывание при их отсутствии), быстролействие защиты. Быстрое отключение КЗ обеспечивает стойкость аппаратов и кабелей к термическому действию токов КЗ, снижает длительность перерывов питания электроприемников, облегчает последующий самозапуск электродвигателей, обеспечивает безопасность обслуживающего персонала, предотвращает возможность нарушения синхронной параллельной работы генераторов, а также синхронных электродвигателей.

4. Защита от ненормальных режимов – длительной перегрузки электродвигателей, подверженных перегрузкам по технологическим причинам, а также проводов и кабелей в случаях, предусмотренных ПУЭ [1]. При пуске и самозапуске электродвигателей аппараты защиты не должны отключать цепь, а сечение кабелей должно обеспечивать достаточный для разворота электродвигателей уровень напряжения на их зажимах.

Кроме того, набор аппаратуры и ее конструктивное исполнение в цепи любого присоединения должны обеспечивать возможность вывода в ремонт присоединения или аппарата защиты без остановки основного технологического процесса.

Выбор аппаратуры, защиты и кабелей данного присоединения выполняют в следующем порядке:

- определяют нагрузки присоединения, место подключения, составляют предварительную схему присоединения и ближайшего участка питающей сети;

- предварительно выбирают сечение кабеля присоединения по условиям нагрева в нормальном режиме, проверяют его достаточность по условиям потери напряжения в нормальном режиме и при пуске электродвигателей, рассчитывают токи КЗ;

- предварительно выбирают тип и номинальные параметры защитного аппарата присоединения по условиям нормального режима, стойкости и селективности при КЗ;

- рассчитывают уставки защиты, по результатам расчета уточняют тип и номинальные параметры аппарата защиты. Проверяют чувствительность защиты. При недостаточной чувствительности осуществляют специальные описанные в последующих главах мероприятия, после которых может измениться сечение или конструкция кабеля, схема присоединения, номинальный ток автоматического выключателя. При этом все расчеты выполняются заново;

- если присоединение предназначено для защиты сборки, то проверяют стойкость при КЗ аппаратов, установленных на этой сборке;

- проверяют защиту электродвигателя и кабеля от перегрузки (при необходимости) с возможным уточнением уставок защиты или сечения кабеля;

- проверяют селективность защиты по отношению к выше и нижестоящим защитными аппаратами с помощью построения карты селективности.

4. ВЫБОР СЕЧЕНИЙ И ДЛИН КАБЕЛЕЙ

Условия выбора сечений и длин кабелей. Выбор сечений и длин кабелей выполняется по рассматриваемым ниже условиям. Окончательно принимаются те параметры кабеля, которые удовлетворяют всем этим условиям.

Условие допустимого нагрева. В нормальном режиме нагрев кабеля не должен превышать допустимого. Для этого выбор сечения кабелей производят по таблицам ПУЭ [1], в которых приводятся значения сечений и соответствующие им допустимые длительные токи нагрузки для кабелей различных конструкций. Значения допустимых длительных токов указаны для определенных (нормальных) условий работы кабелей и их прокладки. При отклонении от этих условий значения допустимых длительных токов, приведенные в таблицах, должны быть умножены на приводимые в ПУЭ поправочные коэффициенты, учитывающие характер нагрузки (при повторно-кратковременном и кратковременном режимах работы электроприемников), отклонение температуры окружающей кабель среды от расчетной, количество совместно проложенных кабелей и тепловые характеристики грунта, в котором проложен кабель.

Условия обеспечения нормального напряжения на зажимах электродвигателей и других электроприемников. В нормальном режиме сечение и длина кабеля должны обеспечивать отклонение напряжения на зажимах электродвигателей не более $\pm 0,05 U_{н.дв}$. Падение напряжения в кабеле определяется по выражению:

$$\Delta U = 10^{-3} \sqrt{3} I \cdot l (r_{уд} \cos \varphi + x_{уд} \sin \varphi), \quad (4-1)$$

где I – ток нагрузки, А; l – длина кабеля, м; φ – угол нагрузки, °; $x_{уд}$ и $r_{уд}$ – соответственно индуктивное и активное удельные сопротивления кабелей, принимаются по табл. 2.5, мОм/м.

Поскольку на шинах 0,4 кВ должно поддерживаться напряжение $1,05 U_{н.дв}$ (т.е. 400 В), то при напряжении на зажимах электродвигателя $0,95\% U_{н.дв} = 0,95 \cdot 380 = 361$ В общее падение напряжения в сети может составить 10%. Учитывая это обстоятельство, из выражения (4-1) можно найти предельную длину кабеля для любого конкретного случая или уточнить его сечение.

Условия пуска электродвигателя. Сечение и длина кабеля должны обеспечивать нормальный пуск электродвигателей. Пусковые токи создают увеличенную по сравнению с нормальным режимом потерю напряжения в питающем кабеле, в результате чего напряжение на зажимах двига-

теля снижается. Возможность разворота двигателя определяется значением остаточного напряжения $U_{ост}$ на его зажимах. Считается, что пуск электродвигателей механизмов с вентиляторным моментом сопротивления и легкими условиями пуска (длительность пуска 0,5–2с) обеспечивается при

$$U_{ост} \geq 0,7U_{н.дв.} \quad (4-2)$$

Это условие выполняется, если (что удобно для практической проверки) $I_{к.мин}^{(3)}/I_{пуск.дв} \geq 2$, где $I_{к.мин}^{(3)}$ – ток трехфазного металлического КЗ на зажимах электродвигателя при минимальном режиме работы питающей системы; $I_{пуск.дв}$ – пусковой ток электродвигателя (каталожное значение).

Пуск электродвигателей механизмов с постоянным моментом сопротивления или тяжелыми условиями пуска (длительность пуска 5–10 с) обеспечивается при

$$U_{ост} \geq 0,8U_{н.дв.} \quad (4-3)$$

Это условие выполняется, если (что удобно для практической проверки) $I_{к.мин}^{(3)}/I_{пуск.дв} \geq 3,5$.

Условия работы при КЗ. При построении схемы учитывают, что токи КЗ в конце кабеля 0,4 кВ значительно снижаются. Поэтому при питании сборок подбором сечения кабеля можно обеспечить уровень токов КЗ, соответствующий стойкости установленных на сборках выключателей. Наряду с этим при недостаточной чувствительности защитных аппаратов сборок, электродвигателей и других электроприёмников к токам КЗ в конце кабеля ее увеличение часто достигается увеличением сечения кабеля (но не более чем на одну – две ступени), так как это приводит к увеличению тока КЗ.

Кабели должны обладать достаточной термической стойкостью при КЗ, что обеспечивается быстродействием защит и подбором сечения и конструкции кабеля. Практика эксплуатации показывает, что целесообразно выполнять проверку термической стойкости кабелей при отключении КЗ основной защитой присоединения и проверку невозгорания кабелей при отключении КЗ резервной защитой, хотя по ПУЭ для сетей 0,4 кВ этого в настоящее время не требуется.

Проверка термической стойкости кабелей при отключении КЗ основной защитой присоединения. Согласно ПУЭ для сетей напряжением выше 1000 В термическая стойкость проверяется при КЗ в начале кабеля. Однако для сетей напряжением 0,4 кВ это требование приводит к такому завышению сечений кабелей по сравнению с выбранными по условиям допустимого нагрева в нормальном режиме и экономической плотности тока, при котором выполнение сети становится проблематичным. Кроме того, это приводит к неоправданным материальным затратам. Поэтому за расчетную точку при проверке на термическую стойкость целесообразно принимать

КЗ на расстоянии 20 м от начала кабеля, как это рекомендовано в работе [37]. При этом учитывают ток дугового, а не металлического КЗ.

Минимальное допустимое сечение кабеля (в квадратных миллиметрах) по условию термической стойкости составляет:

$$s_{мин} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \cdot 1000, \quad (4-4)$$

где B_k – тепловой импульс тока КЗ, $\text{kA}^2\cdot\text{с}$; C – постоянная, принимается по табл. 4.1 или рассчитывается по выражению (4-5):

$$C = \sqrt{A_{макс} - A_n}, \quad (4-5)$$

где $A_{макс}$ и A_n – тепловые функции, первая соответствует максимальной допустимой конечной температуре при КЗ, вторая – продолжительно допустимой (начальной) температуре, определяются по кривым рис. 2-6.

Таблица 4.1

Постоянная C для кабелей [30]

Изоляция и конструкция кабеля	Материал жилы	Постоянная C $\text{A}\cdot\text{с}^{0,5}/\text{мм}^2$	Расчетная температура проводника	
			Начальная $\theta_{доп.нл}$	Конечная θ_k
Кабели со сплошными жилами и бумажной пропитанной изоляцией	Алюминий	92	65	200
	Медь	140	65	200
Кабели с многопроволочными жилами и бумажной пропитанной изоляцией	Алюминий	98	65	200
	Медь	147	65	200
Кабели с поливинилхлоридной или резиновой изоляцией (цирк.)	Алюминий	75(77*)	65	150(160)
	Медь	114(120*)	65	150(160)
Кабели с полиэтиленовой изоляцией	Алюминий	62	65	120
	Медь	94	65	120
Кабели с изоляцией из вулканизированного полиэтилена	Алюминий	105*	65	250
	Медь	161*	65	250

* – расчетное значение по кривым рис. 2-6. Данные в скобках приняты по работе [37].

Тепловой импульс тока КЗ для рассматриваемого случая определяется по выражению:

$$B_k = \left(I_{к.р}^{(3)}\right)^2 (t_{откл} + T_{к.э}) + \left[0,3 \cdot I_{к.р}^{(3)} \cdot I_{дв}^* + 0,1 \left(I_{дв}^*\right)^2\right] \cdot t_{откл}, \quad (4-6)$$

где $t_{откл}$ – время отключения КЗ, с; $T_{д.з}$ – эквивалентная постоянная времени затухания аperiodического тока КЗ от удаленных источников, принимается равной 0,02 с; $I_{кр}^{(3)}$ – расчетный ток, для дугового КЗ через переходные сопротивления, определяется по выражению (2-5), кА; $I_{дв}^*$ – начальное значение периодической составляющей тока подпитки от электродвигателей.

При расчете теплового импульса в случае отключения КЗ основной защитой присоединения необходимо учитывать не только токоограничивающее действие дуги в месте повреждения, но и для неселективных токоограничивающих выключателей – характеристику токоограничения (ток КЗ может не достигать расчетного значения), а для селективных выключателей с трехступенчатой защитной характеристикой – возможность быстрого отключения при близких КЗ ($t_{откл}$ меньше уставки по времени селективного срабатывания).

Проверка невозгорания кабелей при отключении КЗ резервной защитой. Выполняется с целью предотвращения пожара в кабельном хозяйстве при отказе основной защиты кабеля, когда КЗ отключается резервной защитой со значительно большей выдержкой времени. Методика такой проверки приведена в циркуляре [37], выпущенном РАО «ЕЭС России» в 1998 г. За расчетный принимается ток КЗ в точке на расстоянии 20 м от начала кабеля, при этом также учитывается ток дугового (а не металлического) КЗ.

Порядок проверки. По выражению (4-6) находят тепловой импульс B_k , затем по выражению (4-7) значение коэффициента k :

$$k = \frac{(b \cdot B_k)}{S^2}, \quad (4-7)$$

где b – постоянная, характеризующая теплофизические характеристики материала жилы кабеля, принимается равной для алюминиевых жил 45,65, для медных жил $19,58 \text{ мм}^4 / (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$; S – сечение кабеля, мм^2 .

Далее на номограмме (рис. 4-1) проводят вертикальную линию от начальной температуры кабеля на оси абсцисс θ_n (например, 65°C) до пересечения с прямой, соответствующей найденному значению коэффициента k . От этой точки проводят горизонтальную линию до пересечения с осью ординат, по которой находят конечную температуру кабеля θ_k после отключения КЗ.

Значение начальной температуры жилы до КЗ можно определить по формуле:

$$\theta_n = \theta_0 + (\theta_{доп} - \theta_{окр}) \cdot \left(\frac{I_{раб}}{I_{доп}} \right)^2, \quad (4-8)$$

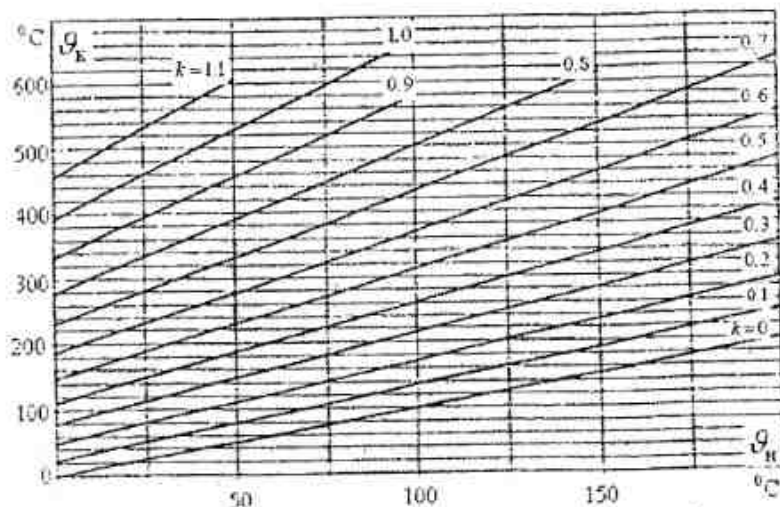


Рис. 4-1. Номограмма для определения конечной температуры кабеля после отключения КЗ

где θ_0 – фактическая температура окружающей среды во время КЗ, $^\circ\text{C}$; $\theta_{доп}$ – значение расчетной длительно допустимой температуры жилы, принимается для кабелей напряжением 0,4 кВ с бумажной пропитанной изоляцией равной 80°C , для кабелей с пластмассовой изоляцией 70°C , для кабелей с изоляцией из вулканизированного полиэтилена 90°C ; $\theta_{окр}$ – значение расчетной температура окружающей среды (воздуха) 25°C ; $I_{раб}$ – значение тока перед КЗ; $I_{доп}$ – значение расчетного длительно допустимого тока, А, принимается по таблицам, приведенным в [37].

Полученное значение θ_k сравнивают с данными табл. 4.2, после чего делается соответствующий вывод.

Температуры невозгорания кабелей, указанные в столбце 2, получены опытным путем. Если расчетное значение θ_k не превышает значений, приведенных в столбце 3, то кабель пригоден к эксплуатации; если находится между значениями, указанными в столбцах 3 и 4, то допускается его эксплуатация в течение года (после ремонта и испытаний); если превышает значения, приведенные в столбце 4, то кабель непригоден к эксплуатации и должен быть заменен.

Однако эта методика проверки кабелей на невозгорание при действии резервной защиты подверглась критике в работе [38], где указано, что она недостаточно отработана и приводит к необоснованному завышению сечений кабелей и значительным материальным затратам.

Таблица 4.2

Значения температур нагрева жил кабеля для оценки невозгорания и пригодности к дальнейшей эксплуатации при КЗ длительностью до 4 с

Тип кабеля	Критерии невозгорания и пригодности		
	Не загораются при температуре жил до, °С	Пригодны к эксплуатации при θ_k не более, °С	Непригодны к эксплуатации при θ_k более, °С
1	2	3	4
Бронированные кабели с бумажной пропитанной изоляцией на напряжение до 6 кВ	400	200	300
Небронированные кабели с бумажной пропитанной изоляцией на напряжение до 6 кВ	350	200	300
Кабели с поливинилхлоридной или резиновой изоляцией	350	160	250
Кабели с изоляцией из вулканизированного полиэтилена	400	250	300

По мнению автора этой книги, при проверке термической стойкости кабелей в случае отключения КЗ резервной защитой значение тока КЗ следует определять не в точке на расстоянии 20 м от начала кабеля, а в точках наиболее вероятного возникновения КЗ (в концевых разделках кабеля, на шинах вторичных сборок, в клеммных коробках электродвигателей, в кабельных муфтах, в местах, где вероятно повреждение кабелей машинами и механизмами).

Пример 4-1. Проверить термическую стойкость кабеля АБВГ сечением $3 \times 25 + 1 \times 16$ с алюминиевыми жилами с поливинилхлоридной изоляцией, отходящего от главных шин КТП 10/0,4 кВ с трансформатором мощностью 1000 кВ·А, $u_k = 5,5\%$. Сопротивление питающей системы $x_c = 0,1$ x_k . Кабель длиной 50 м предназначен для питания сборки и защищается неселективным автоматическим выключателем.

Р е ш е н и е. Термическая стойкость при отключении КЗ основной защитой присоединения. Находим значение тока при КЗ на расстоянии 20 м от начала кабеля. Сопротивления кабеля по выражению (2-11) $x_k = 0,072 \cdot 20 = 1,44$ мОм, $r_k = 1,54 \cdot 20 = 30,8$ мОм, трансформатора (по табл. 2.4) $x_T = 8,6$ мОм, $r_T = 2$ мОм, питающей системы $x_c = 0,86$ мОм. Значения токов КЗ по выражениям (2-1), (2-3), (2-5) составляют $I_{кз}^{(3)} = 6,7$ кА, $I_{кз,сп}^{(3)} = 4,7$ кА, наиболее вероятный ток дугового КЗ $I_{кз,сп}^{(3)} = 5,7$ кА. Ток подпитки от электродвигателей по выражению (2-14) составляет $2,29 \cdot 1445 = 3300$ А = 3,3 кА.

Тепловой импульс по выражению (4-6) при времени отключения неселективного выключателя 0,04 с составляет $B_k = 5,7^2(0,04 + 0,02) + (0,3 \cdot 5,7 \cdot 3,3 + 0,1 \cdot 3,3^2) \cdot 0,04 = 2,22$ кА²·с. Минимально допустимое сечение жилы кабеля по выражению (4-4) составляет $s_{\min} = 1000 \cdot \sqrt{2,22/75} = 20$ мм². Проверим результат по номограмме рис. 4-1. По формуле (4-7) значение коэффициента $k = 45,65 \cdot 2,22/25^2 = 0,162$, по номограмме при начальной температуре жилы кабеля 65°С ему соответствует значение конечной температуры 120°С, что меньше допустимой 160°С (табл. 4.2). Таким образом, термическая стойкость кабеля при отключении КЗ основной защитой присоединения обеспечивается.

Проверка на невозгорание кабеля при отключении КЗ резервной защитой присоединения. Обычная максимальная токовая защита на вводом выключателе КТП, как правило, не резервирует отказы защит и выключателей отходящих линий. Например, при уставке срабатывания 4000 А она резервирует отключение КЗ за кабелем сечением $3 \times 25 + 1 \times 16$ с алюминиевыми жилами на расстоянии не более 20 м от его начала (как рассчитать длину зоны резервирования, показано в главе 14). Поэтому в качестве резервной защиты используется функция дальнего резервирования отказов защит и выключателей в блоке БМРЗ-0,4, установленном на вводом выключателе КТП. Длина зоны резервирования при использовании этой функции с запасом перекрывает длину рассматриваемого кабеля (как рассчитать эту зону, показано в главе 16). Выдержка времени дальнего резервирования с учетом полного времени отключения выключателя принята 0,5 с. Тепловой импульс, рассчитанный в соответствии с циркуляром [37] при КЗ на расстоянии 20 м от начала кабеля $B_k = 5,7^2(0,5 + 0,02) + (0,3 \cdot 5,7 \cdot 3,3 + 0,1 \cdot 3,3^2) \cdot 0,5 = 20,3$ кА²·с. Значение коэффициента $k = 45,65 \cdot 20,3/25^2 = 1,48$, по номограмме при начальной температуре жилы кабеля 65°С ему соответствует значение конечной температуры более 600°С, что больше допустимой 350°С. Таким образом, невозгорание кабеля при отключении КЗ резервной защитой не обеспечивается. Повторяя эти расчеты для разных сечений кабелей, получаем, что условию невозгорания удовлетворяет только кабель с сечением жилы не менее 70 мм², для которого $x_k = 0,065 \cdot 20 = 1,3$ мОм, $r_k = 0,549 \cdot 20 = 10,98$ мОм, значения токов КЗ составляют $I_{кз}^{(3)} = 13,7$ кА, $I_{кз,сп}^{(3)} = 7,7$ кА, наиболее вероятный ток дугового КЗ $I_{кз,сп}^{(3)} = 10,7$ кА. $B_k = 10,7^2(0,5 + 0,02) + (0,3 \cdot 10,7 \cdot 3,3 + 0,1 \cdot 3,3^2) \cdot 0,5 = 65,38$ кА²·с. Значение коэффициента $k = 45,65 \cdot 65,38/70^2 = 0,61$, по номограмме при начальной температуре жилы кабеля 65°С ему соответствует значение конечной температуры 310°С, что меньше допустимой по критерию невозгораемости 350°С. Полученный результат означает, что на данной подстанции на всех отходящих линиях не могут применяться кабели марки АБВГ с сечением жилой жилы менее 70 мм².

Если же термическую стойкость рассматриваемого кабеля при действии резервной защиты проверить при КЗ не на расстоянии 20 м от начала кабеля, а на шинах сборки, где оно наиболее вероятно, то существующий кабель сечением $3 \times 25 + 1 \times 16$ заменять не придется. В этом случае сопротивление кабеля до сборки $x_k = 0,072 \cdot 50 = 3,6$ мОм, $r_k = 1,54 \cdot 50 = 77$ мОм, значения токов КЗ составляют $I_{кз}^{(3)} = 2,88$ кА, $I_{кз,сп}^{(3)} = 2,43$ кА, наиболее вероятный ток дугового КЗ $I_{кз,сп}^{(3)} = 2,66$ кА. При расчете теплового импульса подпитку от электродвигателей не учитываем, поскольку рассматривается КЗ на вторичной сборке: $B_k = 2,66^2(0,5 + 0,02) = 3,68$ кА²·с. Значение коэффициента $k = 45,65 \cdot 3,68/25^2 = 0,27$, по номограмме при начальной температуре жилы кабеля 65°С ему соответствует значение конечной температуры 155°С, что меньше допус-

тимой по критерию невосгоряемости (350°C) и по критерию пригодности к дальнейшей эксплуатации (160°C).

Обеспечение защиты кабелей от перегрузок. Защиты от перегрузки требуют все сети 0,4 кВ, выполненные проложенными открыто незащищенными изолированными проводами с горючей оболочкой внутри любых помещений; все осветительные сети независимо от конструкции и способа прокладки проводов или кабелей в жилых и общественных зданиях, в служебно-бытовых помещениях промышленных предприятий, в пожароопасных зонах, все сети для питания бытовых и переносных электроприборов; все силовые сети в промышленных предприятиях, в жилых и общественных помещениях, если по условиям технологического процесса может возникнуть длительная перегрузка проводов и кабелей; все сети всех видов во взрывоопасных помещениях и взрывоопасных наружных установках независимо от режима работы и назначения сети.

Например, защиту от перегрузки требуют кабели питания двигателей транспортеров, так как эти механизмы подвержены перегрузкам; не требуют защиты от перегрузки кабели питания центробежных насосов с легкими условиями пуска (установленные в невзрывоопасных помещениях), так как по технологическим причинам эти механизмы не перегружаются.

Для защиты проводников и кабелей от перегрузки должны быть обеспечены следующие соотношения между допустимым током проводника $I_{доп.пров}$ (определяется по таблицам ПУЭ) и током срабатывания защиты.

При применении выключателей только с электромагнитными расцепителями и током срабатывания отсечки $I_{с.о}$:

для проводников с поливинилхлоридной, резиновой и другой аналогичной по тепловым характеристикам изоляцией внутри помещений

$$I_{с.о} \leq 0,8 I_{доп.пров} \quad (4-9)$$

для невзрывоопасных производственных помещений, а также кабелей с бумажной изоляцией допускается

$$I_{с.о} \leq I_{доп.пров} \quad (4-10)$$

При применении выключателей с нерегулируемой обратно зависимой от тока характеристикой для проводников всех марок:

$$I_{н.расц} \leq I_{доп.пров} \quad (4-11)$$

где $I_{н.расц}$ — номинальный ток расцепителя.

При применении выключателей с регулируемой зависимой от тока характеристикой:

для проводников с резиновой, поливинилхлоридной и аналогичной изоляцией

$$I_{с.д} \leq I_{доп.пров} \quad (4-12)$$

для кабелей с бумажной изоляцией или изоляцией из вулканизированного полиэтилена

$$I_{с.д} \leq 1,25 I_{доп.пров} \quad (4-13)$$

где $I_{с.д}$ — ток срабатывания защиты от перегрузки.

При применении предохранителей с номинальным током плавкой вставки $I_{п.вс}$:

$$I_{п.вс} \leq k I_{доп.пров} \quad (4-14)$$

где k — коэффициент, для проводников с резиновой, поливинилхлоридной и аналогичной по тепловым характеристикам изоляцией, прокладываемых внутри помещений, принимается равным 0,8. Для всех проводников, прокладываемых в невзрывоопасных производственных помещениях, а также для кабелей с бумажной изоляцией в любых помещениях $k = 1$.

5. ВЫБОР АВТОМАТИЧЕСКИХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

Параметры и характеристики, по которым выбирают автоматические выключатели. Автоматические выключатели (автоматы) предназначены для автоматического отключения электрических цепей при КЗ или ненормальных режимах (перегрузках, исчезновении или снижении напряжения), а также для нечастого включения и отключения токов нагрузки. Отключение выключателя при перегрузках и КЗ выполняется встроенным в выключатель автоматическим устройством, которое называется максимальным расцепителем тока, или сокращенно — расцепителем.

Расцепители могут быть прямого действия (электромагнитные, тепловые) и косвенного действия (полупроводниковые, микропроцессорные). Комбинацию из электромагнитного и теплового расцепителей называют комбинированным расцепителем, при этом электромагнитный расцепитель служит не только для быстрого отключения КЗ в защищаемой цепи, но и для защиты термобиметалла или нагревателя теплового расцепителя от недопустимого нагрева при больших токах.

Все автоматические выключатели имеют механизм свободного расцепления, обеспечивающий мгновенное отключение при срабатывании защиты (расцепителя) независимо от положения рукоятки включения или привода (даже из промежуточного положения) и не допускающий самопроизвольного повторного включения на КЗ. Автоматические выключатели с ручным приводом обычно снабжаются механизмом моментного включения и отключения, обеспечивающим быстрое замыкание (размыкание) контактов выключателя независимо от скорости движения рукоятки ручного привода. Моментное включение повышает включающую способ-

ность выключателя. Исключение составляют, например, выключатели серий АП-50, АВМ, в которых скорость движения контактов при включении зависит от оператора.

Для дистанционного управления выключатели оснащаются электродвигательным, электрохимическим или пружинным приводом. Выключатели могут поставляться со следующими дополнительными устройствами: нулевым или минимальным расцепителем, отключающим выключатель при снижении напряжения соответственно до $(0,1-0,35)U_{н}$ и до $(0,35-0,7)U_{н}$ (напряжение срабатывания не регулируется); независимым расцепителем (электромагнитом отключения) для дистанционного отключения выключателя; свободными вспомогательными контактами и сигнальными контактами автоматического отключения; для выключателей выдвижного исполнения – выдвижным устройством с вставными контактами главных и вспомогательных цепей. Наличие этих дополнительных устройств зависит от типа выключателя (см. соответствующие каталоги).

Различают нетокоограничивающие и токоограничивающие выключатели.

Нетокоограничивающие выключатели не ограничивают ток КЗ в цепи, и он достигает максимального ожидаемого значения.

Токоограничивающие выключатели ограничивают значение тока КЗ с помощью быстрого введения в цепь дополнительного сопротивления электрической дуги (в первый же полупериод, до того, как ток КЗ значительно возрастет) и последующего быстрого отключения КЗ, при этом ток КЗ не достигает ожидаемого расчетного максимального значения. Токоограничение начинается с некоторого значения тока, определяемого характеристикой токоограничения. Например, в токоограничивающих автоматических выключателях серий АЗ700Б при больших ожидаемых токах КЗ контакты, имеющие специальную конструкцию, сразу же отбрасываются электродинамическими силами, вводя в цепь сопротивление дуги, и затем уже не соприкасаются, так как своевременно срабатывает электромагнитный расцепитель. При малых токах КЗ контакты не отбрасываются, а отключение производится также электромагнитным расцепителем.

Номинальным током $I_{н.в}$ и напряжением $U_{н.в}$ выключателя называют значения тока и напряжения, которые способны выдерживать главные токоведущие части выключателя в длительном режиме. Номинальный ток расцепителя $I_{н.расц}$ может отличаться от номинального тока выключателя, поскольку в выключатель могут быть встроены расцепители с меньшим номинальным током. Например, выключатель АВМ-4 с номинальным током 400 А может иметь катушки расцепителя на номинальные токи 120, 150, 200, 250, 300, 400 А.

Предельной коммутационной способностью выключателя (ПКС) называют максимальное значение тока КЗ, которое выключатель способен

включить и отключить несколько раз, оставаясь в исправном состоянии. Обычно заводские испытания на ПКС выполняют в цикле О–пауза–ВО–пауза–ВО, где О – операция отключения цепи КЗ данным выключателем после ее включения вспомогательным аппаратом, ВО – операция включения и отключения цепи КЗ данным выключателем. Некоторые аппараты дополнительно испытывают на наибольшую включающую способность. Испытания выполняют в цикле В, что означает включение цепи данным выключателем и автоматическое отключение вспомогательным.

Одноразовой ПКС (ОПКС) называют наибольшее значение тока, которое выключатель может отключить один раз. После этого дальнейшая работа выключателя не гарантируется, может потребоваться его капитальный ремонт или замена. Например, для выключателей серии АЗ100 значения ОПКС принимают равным значению ПКС выключателя данного типа с расцепителем, имеющим наибольший номинальный ток. Так, выключатели АЗ110 имеют номинальный ток расцепителей от 15 до 100 А, а значение ПКС – от 3,2 до 12 кА (амплитуда). Однако значение ОПКС принимают равным 12 кА для всех выключателей АЗ110. Аналогично ОПКС принимается равным для выключателей АЗ120 – 23 кА, АЗ130 – 30 кА, АЗ140 – 50 кА. При отключении этих токов может повредиться тепловой элемент или измениться его уставка, однако отключение КЗ безусловно обеспечивается, так как электромагнитный расцепитель имеет малое время срабатывания и успевает дать импульс на отключение, а собственно контактная система способна отключить предельный для своего типоразмера ток КЗ.

Значения ПКС и ОПКС соответствуют ожидаемому току КЗ, который возникает в цепи при отсутствии данного выключателя и токоограничения.

Понятия ПКС и ОПКС относятся к процессу отключения. Однако выключатель во включенном состоянии должен пропускать протекающий по нему ток КЗ, оставаясь в исправном состоянии, независимо от того, должен ли он или другой аппарат отключить этот ток. Это свойство выключателя характеризуется понятием электродинамической и термической стойкости.

Электродинамическая стойкость характеризуется амплитудой ударного тока КЗ, который способен пропустить выключатель без остаточных деформаций деталей или недопустимого отброса контактов, приводящего к их привариванию или выгоранию. Если значение электродинамической стойкости в каталоге не приводится, то это означает, что стойкость выключателя определяется его коммутационной способностью.

Термическая стойкость характеризуется допустимым значением так называемого «джоулева интеграла» $\int_0^t i^2 dt$, отражающего количество тепла, которое может быть выделено в выключателе за время действия тока КЗ.

В каталогах термическая стойкость задается величиной, измеряемой в $\text{kA}^2\cdot\text{с}$. Если термическая стойкость в каталоге отсутствует, то это означает, что выключатель является термически стойким при всех значениях времени отключения, определяемых его защитной характеристикой.

Собственное время отключения выключателя – время срабатывания расцепителей и механизма выключателя до начала расхождения силовых контактов (используется при выборе выключателей по предельной коммутационной способности). Полное время отключения выключателя – время срабатывания расцепителей, механизма выключателя, расхождения силовых контактов и окончания гашения дуги в дугогасительных камерах (используется при проверке селективности защиты).

Автоматические выключатели могут иметь следующие защитные характеристики (рис. 5-1):

зависимую от тока характеристику времени срабатывания; такие выключатели имеют только тепловой расцепитель; применяются редко вследствие недостаточной предельной коммутационной способности и быстрого действия;

независимую от тока характеристику времени срабатывания; такие выключатели имеют только токовую отсечку, выполненную с помощью электромагнитного или полупроводникового расцепителя, действующего без выдержки или с выдержкой времени;

ограниченно зависимую от тока двухступенчатую характеристику времени срабатывания; в зоне токов перегрузки выключатель отключается с зависимой от тока выдержкой времени, в зоне токов КЗ выключатель отключается токовой отсечкой с независимой от тока заранее установленной выдержкой времени (для селективных выключателей) или без выдержки времени (для неселективных выключателей); выключатель имеет либо тепловой и электромагнитный расцепитель (комбинированный), либо двухступенчатый электромагнитный (выключатель АВМ), либо полупроводниковый расцепитель;

трехступенчатую защитную характеристику; в зоне токов перегрузки выключатель отключается с зависимой от тока выдержкой времени, в зоне токов КЗ – с независимой, заранее установленной выдержкой времени (зона селективной отсечки), а при близких КЗ – без выдержки времени (зона мгновенного срабатывания); зона мгновенного срабатывания предназначена для уменьшения длительности воздействия токов при близких КЗ. Такие выключатели имеют полупроводниковый расцепитель и применяются для защиты вводов в КТП и отходящих линий.

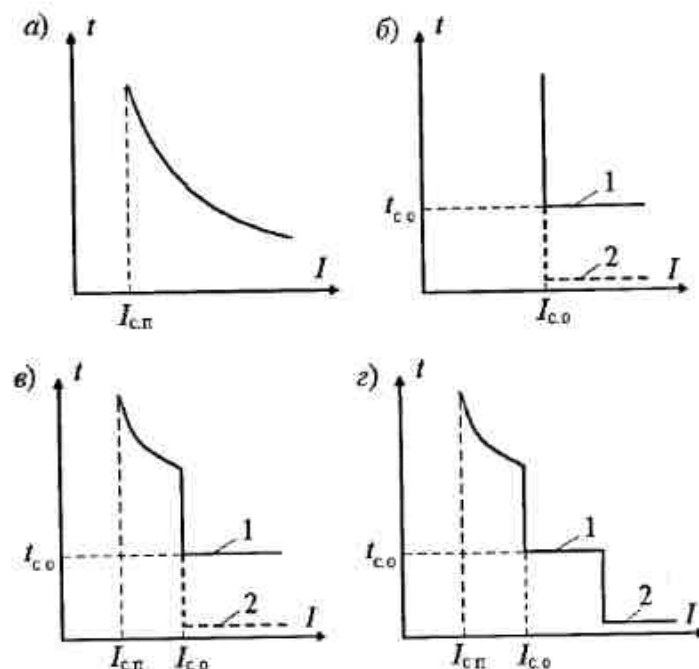


Рис. 5-1. Защитные характеристики автоматических выключателей: а – зависимая; б – независимая; в – ограниченно зависимая; з – трехступенчатая, 1 – с выдержкой времени при КЗ, 2 – без выдержки времени при КЗ

Автоматические выключатели серии А3700 (здесь и далее технические данные приведены по техническим условиям на автоматические выключатели соответствующих типов). Сокращенное условное обозначение А37ХХХ, Расшифровка в порядке написания: А – автоматический выключатель; 37 – номер разработки; Х – модификация и величина выключателя; 1 – первая, 2 – вторая, 3 – третья, 4 – четвертая, 9 – модифицированные 3 и 4 величины; Х – исполнение по виду защиты и числу полюсов, 1 или 2 – с электромагнитными расцепителями, 3 или 4 – с электромагнитными и полупроводниковыми расцепителями (для селективных выключателей – только с полупроводниковыми), 5 или 6 – с электромагнитными и тепловыми расцепителями, 7 или 8 – без максимальных расцепителей, нечетные цифры – двухполюсные, четные – трехполюсные; Х – дополнительная характеристика исполнения, Б – токоограничивающие или выполненные на их базе, С – селективные или выполненные на их базе, Ф – нетокоограничивающие неселективные в фенопластовом корпусе, Н – неселективные нетокоограничивающие модернизированные. Двухполюсные выключатели

переменного тока имеют такие же характеристики, как трехполосные.

Выключатели с полупроводниковым расцепителем (табл. 5.1). Номинальный ток этих расцепителей соответствует наибольшему откалиброванному по шкале значению номинального рабочего тока $I_{н.р.р.б.}$. Характеристика защиты ограничено зависимая, а для выключателей АЗ790С – трехступенчатая (рис. 5-2). Полупроводниковое реле (расцепитель серии РП)

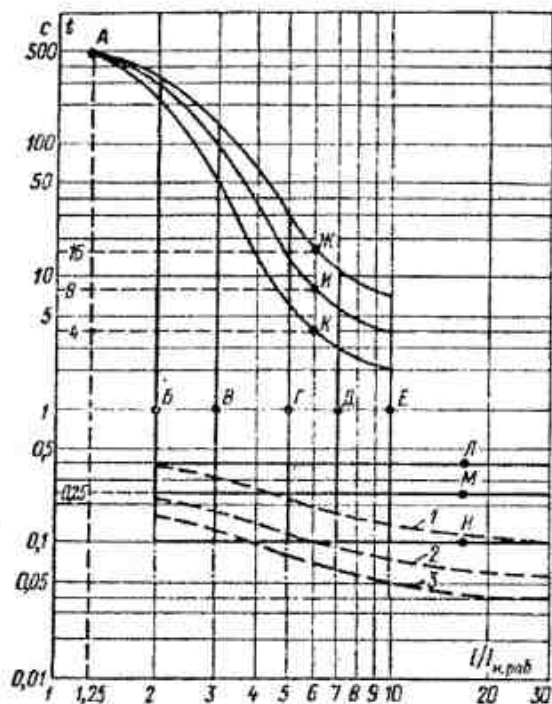


Рис. 5-2. Защитные характеристики автоматических выключателей АЗ700 переменного тока с полупроводниковым расцепителем. Селективные выключатели АЗ794С при токе более 20 А (действующее значение) отключаются без выдержки времени

допускает плавную регулировку номинального рабочего тока расцепителя $I_{н.р.р.б.}$ (точка А на рисунке соответствует току срабатывания перегрузки при принятом значении $I_{н.р.р.б.}$); тока срабатывания отсечки $I_{с.о.}$ (точки В, В, Г, Д, Е); времени срабатывания защиты от перегрузки $t_{с.п.}$ при токе $6I_{н.р.р.б.}$ (точки Ж, И, К); времени срабатывания отсечки $t_{с.о.}$ (точки Л, М, Н) для селективных выключателей. Пунктирными линиями обозначена характеристика неселективных выключателей в зоне токов КЗ. Выключатели могут постав-

ляться без защиты в зоне перегрузки.

Для выключателей переменного тока (с полупроводниковым расцепителем) допускается увеличение времени срабатывания отсечки, если до возникновения КЗ ток в главной цепи был менее $0,7I_{н.р.р.б.}$. Для неселективного токоограничивающего выключателя увеличение времени возможно в зоне значений токов КЗ от $I_{с.о.}$ полупроводникового расцепителя до установки срабатывания электромагнитного расцепителя. При этом время отключения определяется кривыми 1, 2, 3 (рис. 5-2), соответствующими протеканию тока КЗ по одному, двум или трем полюсам выключателя. Для определения времени срабатывания селективного выключателя нужно время, определенное по кривым 1, 2, 3, сравнить со значением $t_{с.о.}$ по шкале и принять большее из них.

Полупроводниковое реле (расцепитель РП) не реагирует на аperiodическую составляющую пускового тока электродвигателей в течение одного периода. Коэффициент возврата реле составляет 0,97–0,98. Разброс по току срабатывания зависит от температуры окружающего воздуха, установки по шкале, вида КЗ или перегрузки (одно-, двух-, трехполосное), но не превышает $\pm 30\%$ для $I_{с.о.}$ и $\pm 20\%$ для $I_{с.п.}$. Разброс по времени срабатывания при КЗ для селективных выключателей составляет $\pm 0,02$ с. Длительность протекания тока КЗ, при которой еще не срабатывает селективная отсечка, составляет при уставках по шкале 0,1; 0,25 и 0,4 с соответственно 0,05; 0,17 и 0,32 с.

Источником оперативного тока полупроводникового реле, обеспечивающим отключение выключателя при КЗ, являются встроенные трансформаторы тока. Нельзя эксплуатировать или наладивать выключатель с расцепителем серии РП при параллельном соединении полюсов, при последовательном соединении двух или трех полюсов трехполосного выключателя, а также со снятым блоком управления РП и незакороченной вилкой соединителя выводов измерительных элементов.

Выключатели с электромагнитными и тепловыми расцепителями (табл. 5.2–5.4). Характеристика защиты – ограничено зависимая. Эти расцепители имеют нерегулируемые уставки срабатывания. Тепловые расцепители откалиброваны при температуре окружающего воздуха 40°C и одновременном протекании тока по всем трем полюсам. Они не вызывают срабатывания при номинальном токе расцепителя; могут вызвать срабатывание при токе $1,05I_{н.р.р.б.}$ не менее чем за 2 ч при начале отсчета от холодного состояния выключателя; вызывают срабатывание при токе $1,25I_{н.р.р.б.}$ менее чем за 2 ч при отсчете от нагретого состояния. Разброс по току срабатывания электромагнитных расцепителей составляет для новых выключателей $\pm 15\%$; для выключателей, бывших в эксплуатации, $\pm 30\%$.

Трехполюсные автоматические выключатели А3700 с полупроводниковым расцепителем на напряжение до 660 В

Тип	Номинальный ток выключателя $I_{н.в}, А$	Базовый номинальный ток $I_{н.б}, А$	Уставки полупроводникового расцепителя РП					Ток срабатывания электромагнитного расцепителя, А	ПКС** в цепи 380В, кА	ОПКС** в цепи 380В, кА
			Регулируемые на РП значения							
			$I_{н.р.аб}, А$	$\frac{I_{с.о}}{I_{н.р.аб}}$	$t_{с.о}^*, с$	$t_{с.п}, с$ при токе $6I_{н.р.аб}$	$\frac{I_{с.п}}{I_{н.р.аб}}$			
А3734С	250 400	200 320	160; 200; 250 250; 320; 400	2; 3; 5; 7; 10	0,1; 0,25; 0,4	4;8;16	1,25	-	50	-
А3744С	400 630	320 500	250; 320; 400 400; 500; 630							
А3794С	250 400 630	200 320 500	160; 200; 250 250; 320; 400 400; 500; 630							
А3714Б	160	32 63 125	20; 25; 32; 40; 40; 50; 63; 80 80; 100; 125; 160							

Продолжение таблицы 5-1

Тип	Номинальный ток выключателя $I_{н.в}, А$	Базовый номинальный ток $I_{н.б}, А$	Уставки полупроводникового расцепителя РП					Ток срабатывания электромагнитного расцепителя, А	ПКС** в цепи 380В, кА	ОПКС** в цепи 380В, кА
			Регулируемые на РП значения							
			$I_{н.р.аб}, А$	$\frac{I_{с.о}}{I_{н.р.аб}}$	$t_{с.о}^*, с$	$t_{с.п}, с$ при токе $6I_{н.р.аб}$	$\frac{I_{с.п}}{I_{н.р.аб}}$			
А3724Б	250	200	160; 200; 250	2; 3; 5; 7; 10	-	4;8;16	1,25	2500	80	150
А3734Б	250 400	200 320	160; 200; 250 250; 320; 400							
А3744Б	400 630	320 500	250; 320; 400 400; 500; 630							
А3794Б	250 400 630	200 320 500	160; 200; 250 250; 320; 400 400; 500; 630							

* Выключатели А3790С при токе более 20 кА (действующее значение) отключаются без выдержки времени.

** ПКС и ОПКС выражены для всех выключателей (кроме А3790) мгновенным значением ударного тока, для А3790 указаны дробью, в числителе которой – наибольшая включающая способность (ударный ток), в знаменателе – наибольшая отключающая способность (действующее значение).

Таблица 5.2

Трехполюсные автоматические выключатели А3700
переменного тока с электромагнитными и тепловыми расцепителями

Тип выключателя	$I_{н.в.}$, А	Номинальный ток теплового расцепителя, $I_{н.расц.}$, А	$I_{с.в.}/I_{н.расц.}$	$I_{с.в.}$, А	ПКС в цепи	ОПКС в цепи
					380 В	380 В
Ударный ток, кА						
Выключатели на напряжение до 660 В						
А3716Б	160	16	1,15	630	5,5	-
		20			10	
		25			15	
		32; 40 50; 63 80 100; 125			20 30 45 60	
А3726Б	250	160 200; 250	1,15	2500	65 75	125 150
А3736Б	400	250 320 400	1,15	2500 3200 4000	65 100 100	150
А3796Н	630	250	1,15	2500	65	150
		320			70	
		400			70	
		500 630			70 70	
Выключатели на напряжение до 380 В						
А3716Ф	160	16	1,15	630	5,5	-
		20			10	
		25			15	
		32; 40 50; 63; 80 100; 125; 160			20 25 25	
А3726Ф	250	160; 200; 250	1,15	2500	35	38
А3736Ф	630	250 320 400 500 630	1,15	2500 3200 4000 5000 6300	50	53

Таблица 5.3

Трехполюсные автоматические выключатели А3700
переменного тока с электромагнитными расцепителями

Тип выключателя	$I_{н.в.}$, А	$I_{н.расц.}$, А	$I_{с.в.}$, А	ПКС в цепи	ОПКС в цепи
				380 В	380 В
Ударный ток, кА					
Выключатели на напряжение до 660 В					
А3712Б	160	80 160	400 630; 1000; 1600	36 75	- 125
А3722Б	250	250	1600; 2000; 2500	80	150
А3732Б	400	400	2500; 3200; 4000	100	150
А3742Б	630	630	4000; 5000; 6300	100	150
А3792Б	630	630	2500; 3200; 4000; 5000; 6300	111,1	150
Выключатели на напряжение до 380 В					
А3712Ф	160	80 160	400 630; 1000; 1600	25	28
А3722Ф	250	250	1600; 2000; 2500	35	38
А3732Ф	630	400 630	2500; 3200; 4000 4000; 5000; 6300	50	53

Таблица 5.4

Ориентировочные характеристики токоограничения
автоматических выключателей А3700Б в цепи 380 В

Тип выключателя	Ограниченный ток КЗ (амплитуда), кА, при ожидаемом токе КЗ (амплитуда), кА, равном										
	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110
А3730Б											
А3740Б	10	20	27	32	36	40	44	48	52	55	60
А3790Б											
А3720Б	10	15	22	27	30	31	32	-	-	-	-
А3710Б	8	12	17	20	23	25	26	-	-	-	-

Собственное время отключения выключателя электромагнитным расцепителем зависит от значения тока КЗ и величины выключателя, при токах, близких к предельным, оно менее 10 мс. Полное время отключения токоограничивающих выключателей при отключении предельных токов составляет около 10 мс; в начале характеристики токоограничения – около 15 мс. Для нетокоограничивающих выключателей при значении тока, близком к $I_{с.в.}$, полное время отключения не превышает 40 мс, при увели-

чения тока оно уменьшается.

Данные неавтоматических выключателей приведены в табл. 5.5.

Таблица 5.5

Трехполюсные неавтоматические выключатели А3700 переменного тока (без максимальных расцепителей)

Тип	$I_{н.в}, А$	Термическая стойкость, $кА^2 \cdot с$	Электродинамическая стойкость (амплитуда)*, кА
А3718Б; А3718Ф	160	6	2,5
А3728Б; А3728Ф	250	15	3
А3738С	400	250	50
А3748С	630	360	60
А3798С	630	130	40

*Для всех выключателей, кроме А3798С, указано значение тока электродинамического отброса (дрезбга) контактов, при превышении которого может возникнуть их приваривание (механизм выключателя остается включенным). Для А3798С указано значение тока электродинамического расцепления (выключатель отключается).

Автоматические выключатели серии «Электрон». Условное обозначение ЭХХХ. Расшифровка в порядке написания: Э – обозначение серии «Электрон»; ХХ – условное обозначение номинального тока, 06–1000 А, 16–1600 А, 25–2500 А, 40–4000 А; Х – способ установки, С – стационарные, В – выдвижные.

Выключатели с полупроводниковым реле максимального тока типа РМТ (табл. 5.6). По заказу выключатель может поставляться без реле РМТ. Реле РМТ допускает плавную регулировку номинального тока максимальной токовой защиты МТЗ (защиты от перегрузки) $I_{н.МТЗ}$ относительно базового номинального тока $I_{н.б}$, времени срабатывания защиты от перегрузки $t_{с.п}$ при токе $6I_{н.МТЗ}$ тока $I_{с.о}$ и времени $t_{с.о}$ срабатывания отсечки. Реле имеют два переключателя S1 и S2 выбора защитной характеристики, с помощью которых можно получить независимую, ограниченно зависимую и трехступенчатую характеристику (рис. 5-3).

При установке переключателя S1 в обозначенное на лицевой панели реле положение 6 выключатель имеет селективную отсечку с регулируемыми уставками по току (точки Б, В, Г, Д) и времени (точки К, Л, М), причем для выключателей переменного тока при токе более $2,2-3,0I_{с.о}$ отсечка срабатывает без выдержки времени; в положении 7 выключатель имеет неселективную отсечку (штрихпунктирные линии) с регулировкой по току (точки Б, В, Г, Д); в положении 8 выключатель срабатывает неселективно при токе, превышающем ток срабатывания перегрузки независимо от положения переключателя S2 (характеристика на рисунке не показана).

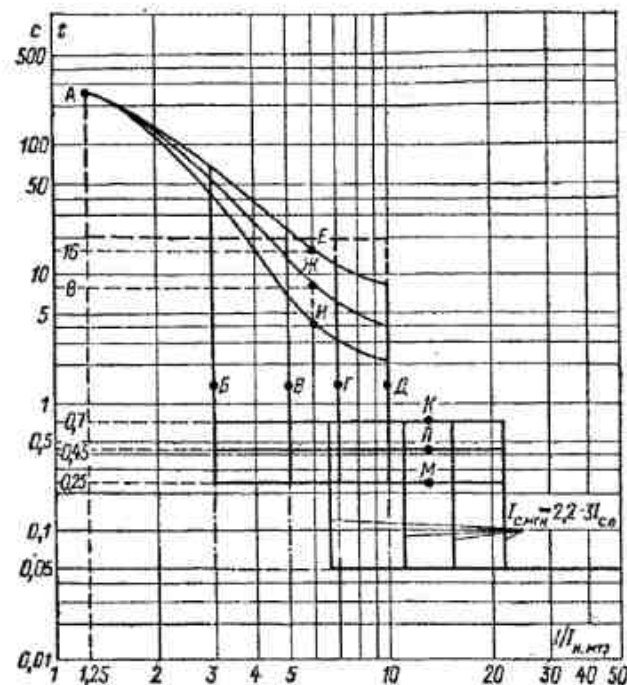


Рис. 5-3. Защитные характеристики выключателя «Электрон» с полупроводниковым реле серии РМТ.

Наличие регулировки в точках Г и Д зависит от номинального тока выключателя

При установке переключателя S2 в положение 11 выключатель имеет зависимую от тока характеристику защиты от перегрузки с регулируемой при токе $6I_{н.МТЗ}$ выдержкой времени (точки Е, Ж, И); в положении 12 выключатель имеет независимую от тока характеристику защиты от перегрузки (показана штриховой линией). Точка А на рис. 5-3 соответствует току срабатывания защиты от перегрузки при принятом номинальном токе реле РМТ.

Реле РМТ не реагирует на аperiodическую составляющую пусковых токов электродвигателей в течение одного периода. Коэффициент возврата реле составляет 0,75. Источником оперативного тока, обеспечивающим отключение выключателя при КЗ, являются встроенные трансформаторы тока.

Таблица 5.6

Выключатели «Электрон» с полупроводниковым реле РМТ на напряжение до 660 В

Тип	Исполнение*	Номинальный ток выключателя $I_{н.в}, А$	Номинальный базовый ток МТЗ $I_{н.б}, А$	Уставки полупроводникового расцепителя РМТ					ПКС** в цепи 380В, действующее значение, кА						
				Регулируемые на шкалах РМТ значения											
				$I_{н.МТЗ}/I_{н.б}$	$I_{с.о}/I_{н.МТЗ}$	$t_{с.о}, с$	$t_{с.п}, с$ при токе $6I_{н.МТЗ}$	$\frac{I_{с.п}}{I_{н.МТЗ}}$							
Э06	Стационарное и выдвижное, кроме Т	1000	630; 800 1000	0,8; 1,0; 1,25	3; 5; 7; 10 3; 5; 7	0,25; 0,45; 0,7	4; 8; 16	1,25	40						
	Стационарное и выдвижное Т	800	630; 800	0,8; 1,0; 1,25	3; 5; 7; 10										
Э16	Выдвижное, кроме Т	1600	630; 1000; 1600	0,8; 1,0; 1,25	3; 5; 7; 10 3; 5; 7				0,25; 0,45; 0,7	4; 8; 16	1,25	45			
	Выдвижное Т	1250	1000	0,8; 1,0; 1,25	3; 5; 7										
Э25	Стационарное, кроме Т	4000	1000; 1600; 2500 4000	0,8; 1,0; 1,25 0,8; 1,0	3; 5; 7 3; 5							0,25; 0,45; 0,7	4; 8; 16	1,25	65
	Стационарное Т	3200	1000; 1600; 2500	0,8; 1,0; 1,25	3; 5; 7										

Продолжение таблицы 5.6

Тип	Исполнение*	Номинальный ток выключателя $I_{н.в}, А$	Номинальный базовый ток МТЗ $I_{н.б}, А$	Уставки полупроводникового расцепителя РМТ					ПКС** в цепи 380В, действующее значение, кА			
				Регулируемые на шкалах РМТ значения								
				$I_{н.МТЗ}/I_{н.б}$	$I_{с.о}/I_{н.МТЗ}$	$t_{с.о}, с$	$t_{с.п}, с$ при токе $6I_{н.МТЗ}$	$\frac{I_{с.п}}{I_{н.МТЗ}}$				
Э25	Выдвижное, кроме Т	2500	1600; 2500	0,8; 1,0; 1,25	3; 5; 7	0,25; 0,45; 0,7	4; 8; 16	1,25	50			
	Выдвижное Т	2000	1600	0,8; 1,0; 1,25	3; 5; 7							
Э40	Стационарное, кроме Т	6300	4000 6300	0,8; 1,0; 1,25 0,8; 1,0	3; 5 3				0,25; 0,45; 0,7	4; 8; 16	1,25	115
	Стационарное Т	5000	4000	0,8; 1,0; 1,25	3; 5							
	Выдвижное, кроме Т	5000	2500 4000	0,8; 1,0; 1,25	3; 5; 7 3; 5							70
	Выдвижное Т	4000	2500 4000	0,8; 1,0; 1,25	3; 5; 7 3; 5							

* Т - тропическое исполнение.

** Значение ОПКС составляет 110% указанного в таблице значения ПКС.

Таблица 5.7

Выключатели «Электрон» с полупроводниковым реле МТЗ на напряжение до 660 В

Тип	Исполнение	Номинальный ток выключателя $I_{н.в}$, А	Базовый номинальный ток МТЗ $I_{н.МТЗ}$, А	Регулируемые уставки полупроводникового расцепителя МТЗ				ПКС* в цепи 380 В, кА	
				$I_{с.п}/I_{н.МТЗ}$	$I_{с.о}/I_{н.МТЗ}$	$t_{с.п}$, с, при токе			$t_{с.о}$, с
$I_{н.МТЗ}$	$6I_{н.МТЗ}$								
Э06	Стационарное, кроме Т	800	250; 400; 630; 800	0,8; 1,25; 2	3; 5; 7; 10	100; 150; 200	4; 8; 16	0,25; 0,45; 0,7	60/28
	Стационарное Т и выдвижное	630	250; 400; 630						
Э16	Выдвижное, кроме Т	1600	630 1000; 1250; 1600		3; 5; 7; 10 3; 5; 7				84/40
	Выдвижное Т	1250	630 1000; 1250		3; 5; 7; 10 3; 5; 7				
Э25	Стационарное, кроме Т	3200	800		3; 5; 7; 10				120/55
			1000; 1250; 1600; 2000; 2500		3; 5; 7				
			3200		3; 5				
	Стационарное Т	2500	630; 800		3; 5; 7; 10				
			1000; 1250; 2000; 1600; 2500		3; 5; 7				
			2500		3; 5; 7				
Выдвижное, кроме Т	2500	1600; 2000; 2500	3; 5; 7		100/45				
Выдвижное Т	2000	1250; 1600; 2000	3; 5; 7						

Продолжение таблицы 5.7

Тип	Исполнение	Номинальный ток выключателя $I_{н.в}$, А	Базовый номинальный ток МТЗ $I_{н.МТЗ}$, А	Регулируемые уставки полупроводникового расцепителя МТЗ				ПКС* в цепи 380 В, кА	
				$I_{с.п}/I_{н.МТЗ}$	$I_{с.о}/I_{н.МТЗ}$	$t_{с.п}$, с, при токе			$t_{с.о}$, с
$I_{н.МТЗ}$	$6I_{н.МТЗ}$								
Э40	Стационарное, кроме Т	6300	3200; 4000	0,8; 1,25; 2	3; 5	100; 150; 200	4; 8; 16	0,25; 0,45; 0,7	230 105
			6300		3				
	Стационарное Т	5000	2500; 3200; 4000		3; 5				
			5000		3				
	Выдвижное, кроме Т	5000	2500		3; 5; 7				
			3200; 4000; 5000		3; 5				
	Выдвижное Т	4000	2000; 2500		3; 5; 7				160 65
			3200; 4000		3; 5				

* Значение ПКС указано дробью: в числителе – наибольшая включающая способность (ударный ток), в знаменателе – наибольшая отключающая способность (действующее значение).

Выключатели с полупроводниковым реле типа МТЗ (табл. 5.7). Выпускались до 1982 г. Реле МТЗ допускает плавную регулировку тока срабатывания защиты от перегрузки $I_{с.п.}$, времени срабатывания перегрузки $t_{с.п.}$ при однократном и шестикратном номинальном токе МТЗ $I_{н.МТЗ}$ тока $I_{с.о.}$ и времени $t_{с.о.}$ срабатывания отсечки. Реле имеет переключатель выбора защитной характеристики, с помощью которого можно получить независимую, ограниченно зависимую и трехступенчатую характеристику (рис. 5-4).

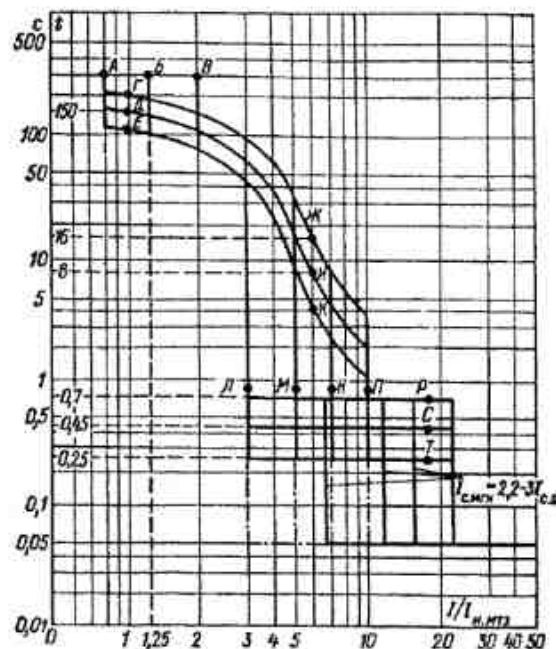


Рис. 5-4. Защитные характеристики выключателя «Электрон» с полупроводниковым реле серии МТЗ.

Наличие регулировки в точках Н и П зависит от номинального тока выключателя.

При установке переключателя в положение Н (нижнее) реле имеет зависимую от тока характеристику защиты от перегрузки с регулируемыми уставками тока срабатывания (точки А, Б, В), времени срабатывания при токе $I_{н.МТЗ}$ (точки Г, Д, Е) и токе $6I_{н.МТЗ}$ (точки Ж, И, К); селективную отсечку с регулируемыми уставками тока срабатывания (точки Л, М, Н, П) и времени срабатывания (точки Р, С, Т), причем для выключателей переменного тока при токе более $2,2-3,0I_{с.о.}$ отсечка срабатывает без выдержки

времени. Регулировкой можно получить любую в пределах указанных точек характеристику (например, АГКПТ). При установке переключателя в положение С (среднее) выключатель имеет аналогичную характеристику, но без выдержки времени при срабатывании отсечки (показано штрихпунктиром). При установке переключателя в положение В (верхнее) выключатель имеет независимую от тока характеристику срабатывания без выдержки времени при токе, равном току срабатывания защиты от перегрузки (на рисунке не показано).

Реле реагирует на аperiodическую составляющую пусковых токов электродвигателей и тока КЗ. Коэффициент возврата реле 0,75.

Разбросы тока срабатывания реле РМТ и МТЗ зависят от температуры окружающего воздуха, вида КЗ или перегрузки, уставки номинального тока по шкале, но не превышают $\pm 35\%$ от уставки по шкале.

Собственное время отключения выключателя для Э06 не превышает 20–35 мс, для остальных типов 45–60 мс. Полное время отключения не более 100–150 мс.

Автоматические выключатели серий АЕ20 и АЕ20М. Сокращенное условное обозначение АЕ20XXX. Расшифровка в порядке написания: АЕ – выключатель автоматический; 20 – номер разработки; X – условное обозначение номинального тока, 2 – 16 А, 4 – 63 А, 5 – 100 А, 6 – 160 А; X – число полюсов в комбинации с максимальными расцепителями тока, 3 – трехполюсные с электромагнитными расцепителями, 4 или 6 – соответственно одно- или трехполюсные с электромагнитными и тепловыми расцепителями; наличие буквы М – модернизированные выключатели.

Технические данные приведены в табл. 5.8 и 5.9. Характеристика защиты – ограниченно зависимая.

Тепловые расцепители без температурной компенсации откалиброваны при температуре 40°C , с температурной компенсацией – при 20°C . Тепловые расцепители при нагрузке всех полюсов из холодного состояния не срабатывают при токе $1,05I_{н.расц.}$ в течение 2 ч; срабатывают при токе $1,25I_{н.расц.}$ в течение не более 20 мин при наличии температурной компенсации и не более 30 мин при ее отсутствии; срабатывают при токе $7I_{н.расц.}$ в течение 3–15 с при наличии температурной компенсации и 1–15 с при ее отсутствии; однополюсные выключатели на номинальный ток 63 А срабатывают при токе $1,35I_{н.расц.}$ в течение менее 1 ч.

Регулировка тока срабатывания тепловых расцепителей – $(0,9-1,15)I_{н.расц.}$, а для тепловых расцепителей, номинальный ток которых равен номинальному току выключателя – $(0,9-1,0)I_{н.расц.}$

Разброс тока срабатывания электромагнитных расцепителей $\pm 20\%$, после испытаний допускается дополнительное отклонение уставок на $\pm 15\%$.

Собственное время отключения выключателя не превышает 0,04 с при

тока, близких к $I_{c,0}$, при увеличении тока оно уменьшается. Минимальное собственное время отключения – около 0,01 с.

Таблица 5.8

Автоматические выключатели серий АЕ20 и АЕ20М на напряжение до 660 В

Тип выключателя	Номинальный ток выключателя, А	Вид расцепителя	$I_{н,расц}$, А	$\frac{I_{c,0}}{I_{н,расц}}$	Уставки или пределы регулирования $I_{c,0}/I_{н,расц}$
АЕ2023	16	Электромагнитный	0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,8; 1; 1,25; 1,6; 2; 2,5; 3,15; 4; 5;	12	-
АЕ2026		Комбинированный	6,3; 8; 10; 12,5; 16		0,9-1,15
АЕ2043	63	Электромагнитный	10; 12,5; 16; 20; 25; 31,5;	12	-
АЕ2044					1,15
АЕ2046*					0,9-1,15**
АЕ2043М	63	Электромагнитный	0,6; 0,8; 1; 1,25; 1,6; 2; 2,5; 3,15; 4; 5;	12	-
АЕ2046М*		Комбинированный	6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63		0,9-1,15**
АЕ2053М	100	Электромагнитный	10; 12,5; 16; 20; 25; 31,5;	12	-
АЕ2056М*		Комбинированный	40; 50; 63; 80; 100		1,15
АЕ2063	160	Электромагнитный	16; 20; 25; 31,5; 40; 50;	12	-
АЕ2066		Комбинированный	63; 80; 100; 125; 160		1,15

*При наличии независимого расцепителя не устанавливается электромагнитный расцепитель в одном из полюсов.

**Тепловой расцепитель имеет температурную компенсацию. Возможно исполнение без регулировки $I_{c,0}$ и температурной компенсации с уставкой $I_{c,0} = 1,15I_{н,расц}$.

Таблица 5.9

Предельная коммутационная способность выключателей АЕ20 и АЕ20М

Тип выключателя	Вид максимального расцепителя	$I_{н,расц}$, А	ПКС*, действующее значение, кА, при напряжении	
			220В**	380В
АЕ2020	Комбинированный Электромагнитный	0,3-1,6	-	4(12)
		0,3-1,6		0,7(4)
	Комбинированный или электромагнитный	2-6		1(4)
		8-16		2(4)
АЕ2040	Комбинированный или электромагнитный	10-12,5	2(6)	
		16-25	3(6)	
		31,5-63	6(7)	
АЕ2040М	Комбинированный или электромагнитный	0,6-1,6	-	5***(6,5)
		2-12,5		1,5(6,5)
		16-63		4,5***(6,5)
АЕ2050М	Комбинированный или электромагнитный	10-12,5	-	2,4(6)
		16-25		3,5(6)
		31,5-100		6***(7)
АЕ2060	Комбинированный или электромагнитный	16-25	-	3,5(6)
		31,5-40		6(15)
		50-100		9***(15)
		125-160		11,5***(17)

* В скобках указано значение ОПКС.

** Для однополюсных выключателей.

*** Для пыле- и брызгозащищенных выключателей (со степенью защиты IP54) ПКС меньше указанной, см. каталожные данные.

Автоматические выключатели серии ВА. Сокращенное обозначение ВАХХ-ХХ. Расшифровка в порядке написания: ВА – выключатель автоматический; ХХ – номер унифицированной серии, 51 – нетокоограничивающие с электромагнитными и тепловыми расцепителями или только с электромагнитными расцепителями, 52 – токоограничивающие с электромагнитными и тепловыми или только с электромагнитными расцепителями, 53 – токоограничивающие неселективные с полупроводниковыми и электромагнитными расцепителями, 54 – токоограничивающие высокой коммутационной способности с полупроводниковыми и электромагнитными расцепителями, 55 и 75 – селективные с полупроводниковыми расцепителями, 56 – без максимальных расцепителей; ХХ – условное обозначение номинального тока, 25 – 25 А, 29 – 63 А, 30 – 80 А, 31 – 100 А, 32 – 125 А, 33 – 160 А, 35 – 250 А, 37 – 400 А, 39 – 630 А, 41 – 1000 А, 43 – 1600 А, 45 – 2500 А, 47 – 4000 А.

В обозначении выключателей с номинальным током до 160 А вместо разделительного знака «-» может указываться буква «Г», что означает, что

выключатель предназначен специально для защиты электродвигателей.

Выключатели с полупроводниковым расцепителем серий БПР (табл. 5.10). Характеристика защиты – ограниченно зависимая, а для селективных выключателей – трехступенчатая.

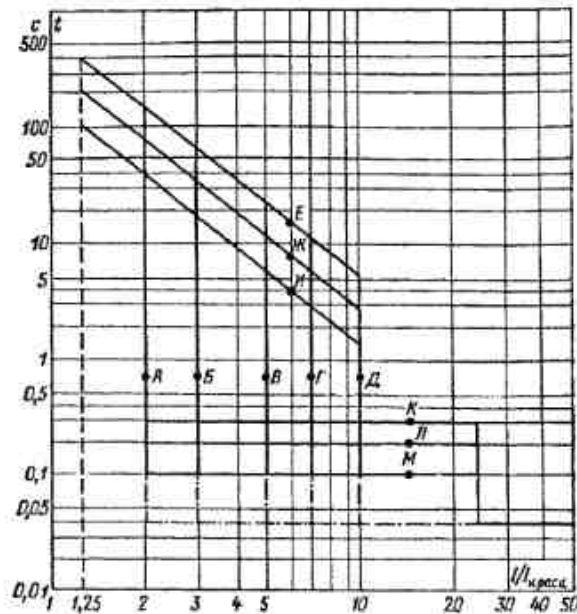


Рис. 5-5. Защитные характеристики выключателей переменного тока серий ВА53, ВА54, ВА55, ВА75 с полупроводниковым расцепителем.

Наличие регулировки в точках Г, Д, К, Л, М зависит от типа и номинального тока выключателя.

Защитная характеристика выключателей переменного тока приведена на рис. 5-5. Полупроводниковый расцепитель (реле БПР) допускает ступенчатую регулировку номинального тока расцепителя $I_{н,расц}$ (ток срабатывания защиты от перегрузки соответствует току $1,25I_{н,расц}$); тока срабатывания отсечки $I_{с,0}$ (точки А, Б, В, Г, Д); времени срабатывания защиты от перегрузки $t_{с,п}$ при токе $6I_{н,расц}$ (точки Е, Ж, И); времени срабатывания отсечки $t_{с,0}$ (точки К, Л, М) для селективных выключателей. Начало зоны токов мгновенного срабатывания (третьей ступени защитной характеристики) на рисунке показано условно, значение тока мгновенного срабатывания $I_{с,мгн}$ зависит от номинального тока выключателя. Штрихпунктиром обозначена характеристика срабатывания отсечки неселективных выключателей.

Таблица 5.10

Выключатели типа ВА53, ВА54, ВА55, ВА75 переменного тока на напряжение до 660 В

Тип	Номинальный ток выключателя $I_{н,в}$ А	Регулируемые уставки полупроводникового расцепителя			Ток срабатывания третьей ступени защиты $I_{с,мгн}$, кА	ПКС* в цепи 380 В, кА	ОПКС* в цепи 380 В, кА
		$I_{н,расц}/I_{н,в}$	$I_{с,0}/I_{н,расц}$	$t_{с,0}$, с			
ВА53-37	160; 250; 400	2; 3; 5; 7; 10**				47,5	53
ВА53-39	160; 250; 400; 630					55	60
ВА53-41	1000					135	140
ВА53-43	1600					135	140
ВА54-37	160; 250; 400	0,63; 0,8; 1,0	4; 8; 16			87	-
ВА54-39	400; 500; 630					100	-
ВА54-41	1000	2; 3; 5; 7**				150	160

Тип	Номинальный ток выключателя для $I_{н.в}$, А	Регулируемые уставки полупроводникового расцепителя				$I_{с.п}/I_{н.расц}$	$I_{с.з}/I_{н.расц}$ при однофазных КЗ	Ток срабатывания третьей ступени защиты $I_{с.мгн}$, кА	ЛКС* в цепи 380 В, кА	ОЛКС** в цепи 380В, кА
		$I_{н.расц}/I_{н.в}$	$I_{с.о}/I_{н.расц}$	$I_{с.о}$, с	$I_{с.п} + c$, при токе $6I_{н.расц}$					
ВА55-37	160; 250; 400		2; 3; 5; 7; 10				20	32,5	38	
ВА55-39	160; 250; 400; 630						25	47,5	53	
ВА55-41	1000						25	55	60	
ВА55-43	1600	0,63; 0,8; 1,0	2; 3; 5; 7	0,1; 0,2; 0,3	4; 8; 16	0,5-1	31	80	85	
ВА75-45	2500		2; 3; 5; 7				36	60	65	
ВА75-47	2500		2; 3; 5; 7				36	70	75	
ВА75-47	4000		2; 3; 5				45	70	75	

* Действующее значение тока.

** Ток срабатывания электромагнитного расцепителя равен 120% наибольшей уставки отсечки полупроводникового расцепителя.

Реле БПР не реагирует на аperiodическую составляющую пусковых токов электродвигателей в течение одного периода. Коэффициент возврата реле 0,97–0,98. Разброс тока срабатывания с учетом всех влияющих факторов составляет ориентировочно $\pm 30\%$ для $I_{с.о}$ и $\pm 20\%$ для $I_{с.п}$. Разброс тока срабатывания третьей ступени защиты $I_{с.мгн}$ допускается только в сторону его увеличения. Разброс времени срабатывания селективных выключателей при КЗ составляет $\pm 0,02$ с. Длительность протекания тока КЗ, при которой еще не срабатывает селективная отсечка, составляет при уставках по шкале 0,1; 0,2; 0,3 с соответственно 0,05; 0,15 и 0,25 с. Нельзя эксплуатировать выключатель переменного тока с реле БПР при последовательном соединении полюсов. Источником оперативного тока полупроводникового реле, обеспечивающим отключение выключателя при КЗ, являются встроенные трансформаторы тока.

Реле БПР может быть выполнено по заказу без защиты от перегрузки, а также с защитой от однофазных КЗ, срабатывающей при токе однофазного КЗ не менее $0,5I_{н.расц}$ и не более $I_{н.расц}$ (ток срабатывания не регулируется), с установленной выдержкой времени – для селективных и без выдержки времени – для неселективных выключателей. Характеристика защиты от однофазных КЗ ограничено зависит от тока (рис. 5-6).

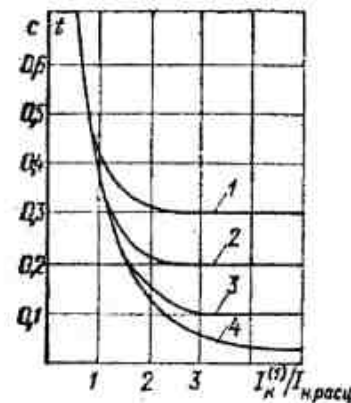


Рис. 5-6. Характеристика защиты от однофазных КЗ выключателей с полупроводниковым расцепителем селективных ВА55 и ВА75 с уставками времени срабатывания отсечки 0,3 с (кривая 1); 0,2 с (кривая 2); 0,1 с (кривая 3) и неселективных ВА53, ВА54 (кривая 4)

Выключатели с электромагнитными и тепловыми расцепителями (табл. 5.11–5.14). Характеристика защиты – ограниченно зависимая для выключателей с комбинированными расцепителями и независимая – для выключателей с электромагнитными расцепителями.

Разброс тока срабатывания отсечки для новых выключателей $\pm 20\%$, для выключателей, бывших в эксплуатации, $\pm 30\%$.

Тепловые реле откалиброваны при температуре 40°C . Тепловые реле выключателей, имеющих в обозначении букву «Г» и предназначенных для защиты электродвигателей, при одновременной нагрузке всех полюсов не срабатывают при токе $1,05I_{н.рвсц}$ в течение менее 2 ч; срабатывают из нагретого состояния при токе $1,2I_{н.рвсц}$ в течение не более 30 мин и при токе $1,5I_{н.рвсц}$ менее чем за 2 мин; срабатывают при токе $7I_{н.рвсц}$ в течение 3–15 с из холодного состояния.

Тепловые реле остальных выключателей с номинальным током до 63 А не срабатывают в течение 1 ч из холодного состояния при токе $1,05I_{н.рвсц}$, срабатывают в течение менее 1 ч из нагретого состояния при токе $1,35I_{н.рвсц}$; с номинальным током более 63 А не срабатывают в течение менее 2 ч из холодного состояния при токе $1,05I_{н.рвсц}$ и срабатывают в течение менее 2 ч из нагретого состояния при токе $1,25I_{н.рвсц}$.

При нагрузке не всех полюсов ток срабатывания тепловых расцепителей увеличивается на 10% при двухполюсной и на 20% при однополюсной нагрузке. Выключатели, кроме предназначенных для защиты электродвигателей (имеющих в обозначении букву «Г»), могут поставляться без тепловых расцепителей. Выключатели с номинальным током до 100 А включительно имеют регулировку номинального тока тепловых расцепителей в пределах $(0,8-1)I_{н.рвсц}$; двухполюсные выключатели могут поставляться без этой регулировки.

Токоограничивающие выключатели серии ВА52 (кроме ВА52-37 и ВА52-39) состоят из базового нетокоограничивающего выключателя серии ВА51 и специального приставляемого токоограничивающего блока. Последний состоит из контактной системы, размыкающейся при отключении предельных токов, дугогасительных камер и механизма фиксации контактов в отключенном положении. Для последующего замыкания этих контактов необходимо нажать расположенные на блоке кнопки.

Собственное время отключения выключателей (кроме ВА75) при токах КЗ, близких к предельным, менее 10 мс, полное время отключения не более 15 мс. При токах, близких к току срабатывания электромагнитной отсечки, полное время отключения не превышает 40 мс. Для выключателей ВА75 собственное время отключения при токах, близких к предельным, составляет 30–40 мс, полное время отключения – 50 мс.

Таблица 5.11

Трехполюсные автоматические выключатели ВА51 и ВА52 с номинальным током до 160 А, напряжением до 660 В

Тип выключателя	$I_{н.рв}$, А	$I_{н.рвсц}$, А	$\frac{I_{ср}}{I_{н.рвсц}}$	$\frac{I_{ср}}{I_{н.рвсц}}$	ПКС* в цепи 380В, действующее значение, кА		ОПКС в цепи 380В, действующее значение, кА				
					ВА51	ВА52	ВА51	ВА52			
ВА51-25	25	6,3; 8,0	7; 10	1,35	2	-	5	-			
		10; 12,5			2,5						
		16; 20; 25			3,8**						
ВА51Г25	25	0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,8; 1,0; 1,25; 1,6	14	1,2	3	-	5	-			
		2,0; 2,5; 3,15; 4,0; 5,0; 6,3; 8,0			1,5						
		10; 12,5			2						
		16; 20; 25			3**						
		16			4,5				13	6	30
		20; 25			5				13		
31,5; 40	6	16									
50; 63	6	20									
ВА51-31 ВА52-31	100	80; 100	3; 7; 10	1,25	6	28	6	30			
		16; 20; 25		14	1,2	3,6			13	6	30
31,5; 40	6	16									
50; 63	6	20									
80; 100	6	28									
ВА51Г31 ВА52Г31	100	80; 100	10	1,25	12,5	30	15	38			
		125; 160			38						
		80; 100			14	1,2			12,5	30	15
125; 160	38										

* Значения ПКС указаны в цикле О-ВО. В цикле О-ВО-ВО значения ПКС могут быть меньше и принимаются по каталожным данным. Все значения ориентировочные и будут уточняться по результатам испытаний.

** Для выключателей со степенью защиты IP54 ПКС = 2,0 кА.

Таблица 5.12

Трехполюсные автоматические выключатели ВА51 и ВА52 с номинальным током 250-630 А, напряжением до 660 В

Тип выключателя	Номинальный ток выключателя, А	Номинальный ток тепловых расцепителей* $I_{н,расц}$, А	$I_{с.о}/I_{н,расц}$	$I_{с.о}$ для	ПКС*	ОПКС
				исполнения без тепловых расцепителей, А		
ВА51-35	250	100	12	1000; 1250;	12/12	14
		125		1600; 2000;	15/15	18
		160; 200; 250		2500	18/15	22
ВА51-37	400	250; 320; 400	10	1600; 2000; 2500; 3200; 4000	25/25	30
ВА51-39	630	400; 500; 630	10	2500; 3200; 4000; 5000; 6300	35/35	40
ВА52-35	250	100	12	1000; 1250;	30/30	32
		125		1600; 2000;	40/30	42
		160; 200; 250		2500	40/30	45
ВА52-37	400	250; 320; 400	10	1600; 2000; 2500; 3200; 4000	35/30	40
ВА52-39	630	250; 320	10	2500; 3200;	40/40	45
		400		4000; 5000;	50/40	55
		500; 630		6300	55/40	60

* Кратность тока срабатывания тепловых расцепителей – 1,25.

** В числителе – в цикле О-ВО, в знаменателе – в цикле О-ВО-ВО.

Таблица 5.13

Ориентировочные характеристики токоограничения автоматических выключателей ВА в цепи 380 В при $\cos\varphi = 0,2$ и $k_y = 1,57$

Тип выключателя	Ограниченный ток КЗ (амплитуда), кА, при действующем значении ожидаемого тока КЗ, А, равном					
	20	40	60	80	100	120
ВА53-37; ВА53-39	32	53	70	84	-	-
ВА54-37; ВА54-39	28	47	64	80	95	104
ВА53-41	28	41	55	65	75	82
ВА54-41	28	41	51	58	63	66
ВА53-43	40	61	80	97	113	130

Таблица 5.14

Неавтоматические выключатели ВА56 (без максимальных расцепителей)

Тип	Номинальный ток, А	Термическая стойкость, кА ² ·с	Ток электродинамического расщепления, действующее значение, кА	ПКС, кА	ОПКС, кА
ВА56-37	400	125	20	32,5	38
ВА56-39	630	360	25	47,5	53
ВА56-41	1000	450	25	55	60
ВА56-43	1600	900	31	80	85

Выбор по условиям нормального режима. Выключатель выбирается, исходя из следующих условий:

- соответствия номинального напряжения выключателя $U_{н.в}$ номинальному напряжению сети $U_{ср.л}$:

$$U_{н.в} \geq U_{ср.л}; \quad (5-1)$$

- соответствия номинальному току электродвигателя $I_{н.дв}$ (для индивидуальных выключателей электродвигателей):

$$I_{н,расц} \geq I_{н.дв}; \quad (5-2)$$

- соответствия максимальному рабочему току $I_{раб.макс}$ группы электроприемников (для выключателей питания сборок и щитов) в длительном режиме:

$$I_{н,расц} \geq I_{раб.макс}; \quad (5-3)$$

Для выключателей, устанавливаемых в закрытых шкафах, длительный допустимый ток обычно снижают против номинального и принимают по соответствующим каталожным данным.

Завышение номинального тока расцепителя по отношению к номинальному току присоединения может потребоваться при необходимости обеспечения стойкости выключателя при КЗ, например при подключении электродвигателя с небольшим номинальным током непосредственно к главному щиту 0,4 кВ; обеспечения отстройки отсечки автоматического выключателя или возврата встроенной защиты от перегрузки (кроме тепловой) при пуске или самозапуске электродвигателей (см. главу 6).

В указанных случаях следует проверить, требуется ли защита кабеля от перегрузки в соответствии с ПУЭ [1]. При ее необходимости следует подобрать другой тип автоматического выключателя, пересмотреть первичную схему, осуществить защиту от перегрузки с помощью дополнительных тепловых реле или выносной релейной защиты и лишь в крайнем

случае увеличить сечение кабеля.

Выбор по условиям стойкости при КЗ. Выключатели выбирают так, чтобы значения ПКС, электродинамической и термической стойкости выключателей были не менее соответствующих параметров КЗ в месте их установки.

Условие предельной коммутационной способности. Каталожное значение ПКС должно быть не менее значения тока КЗ, протекающего в цепи в момент расхождения контактов выключателя. Разные типы выключателей имеют разное собственное время отключения при предельных токах. Для этого момента времени и определяют значение тока КЗ.

Для неселективных выключателей с малым (менее одного периода) собственным временем отключения при предельных токах (А3100, А3700, ВА51, АЕ20), токоограничивающих (А3700Б, ВА52, ВА53, ВА54), а также селективных с трехступенчатой защитной характеристикой и устройством для электродинамического расцепления (ВА55, А3790С), каталожное значение ПКС сопоставляется с ожидаемым значением тока КЗ в цепи, вычисленным с учетом подпитки от электродвигателей 380 В (токоограничивающая способность выключателей не учитывается).

Для неселективных выключателей с большим (более одного периода) собственным временем отключения при предельных токах (АВМ, «Электрон») и всех селективных (кроме ВА55 и А3790С) подпитка от асинхронных электродвигателей не учитывается, так как их влияние на значение тока КЗ продолжается не более одного периода. Исключения составляют выключатели, ПКС которых задана амплитудным значением ударного тока КЗ (А3744С, А3734С), при выборе этих выключателей требуется учет подпитки от электродвигателей.

Иногда в каталоге наряду с отключающей способностью задано также и значение включающей способности. Последнее необходимо сопоставлять с ожидаемым значением тока КЗ, вычисленным с учетом подпитки от электродвигателей.

Аппараты, расположенные за токоограничивающими выключателями, выбирают с учетом токоограничения. Например, если в цепи с ожидаемым ударным током 60 кА установлен выключатель А3726Б, то расположенные за ним аппараты выбирают по значению тока 31 кА (амплитуда), до которого ограничивается ток КЗ.

Допускается выбирать автоматические выключатели по значению тока ОПКС. После отключения этого тока выключатель или его тепловой элемент может выйти из строя. Однако это возможно только при весьма редких повреждениях участков кабеля, расположенных близко от выключателя, причем за время ремонта кабеля можно заменить выключатель или его расцепитель.

Здесь уместно вспомнить предостережение известного российского ученого в области низковольтных аппаратов Р.С. Кузнецова о том, что в

заграничных каталогах в качестве тока предельной коммутационной способности автоматических выключателей часто указывают ток одноразовой коммутационной способности (в целях рекламы без указания о том, что аппарат после коммутации становится непригодным) [17].

Допускается установка нестойких при КЗ выключателей или группы выключателей, если они защищены расположенным ближе к источнику питания стойким при КЗ выключателем, обеспечивающим мгновенное отключение всех КЗ с током, равным или большим тока ОПКС указанных нестойких выключателей.

Условие электродинамической стойкости. Значение электродинамической стойкости выключателя должно быть не менее амплитудного значения ударного тока КЗ в месте установки выключателя с учетом подпитки от электродвигателей 380 В. Эта проверка необходима, как правило, для неавтоматических выключателей, а также некоторых выключателей с большим временем отключения (АВМ). Проверку на электродинамическую стойкость не выполняют, если значение электродинамической стойкости в каталоге отсутствует (это означает, что стойкость выключателя определяется его ПКС).

Условие термической стойкости. Тепловой импульс тока КЗ в данной цепи не должен превышать указанное в каталоге значение термической стойкости выключателя. Эта проверка обычно необходима для неавтоматических выключателей, если они защищаются селективными автоматическими выключателями, а также для селективных выключателей АВМ. Проверку на термическую стойкость не выполняют, если ее значение в каталоге отсутствует (это означает, что выключатель является термически стойким при всех временах отключения, определяемых его защитной характеристикой).

Значения токов КЗ и теплового импульса для выбора выключателей рассчитывают по выражениям, приведенным в главе 2. Подпитку от электродвигателей 0,4 кВ учитывают только при выборе аппаратуры на главном щите КТП 0,4 кВ, за исключением вводных выключателей, через которые ток подпитки не проходит. Через секционный выключатель главного щита проходит половина тока подпитки, но из-за относительно малого значения его можно не учитывать.

По указанным параметрам в табл. 5.15 и 5.16 можно выбрать автоматические выключатели, установленные на главном щите КТП 0,4 кВ в зависимости от мощности трансформаторов, имеющих напряжение КЗ $u_k = 5,5\%$ (для трансформатора 400 кВ·А – 4,5%) и питающихся от мощной энергосистемы, сопротивление которой $x_c = 0,1x_r$. Вводные и секционный выключатели выбраны по стойкости при металлических КЗ, выключатели отходящих линий – как при металлических КЗ, так и с учетом токоограничивающего действия дуги в месте КЗ.

Расчетные параметры сети для выбора выключателей КТП при металлических КЗ и при КЗ с учетом токоограничивающего действия дуги

Мощность трансформатора, кВ·А	Металлическое КЗ								КЗ с учетом дуги					
	Для вводных выключателей			Для выключателей отходящих линий					Для выключателей отходящих линий					
	$I_k^{(3)}$, кА	i_y , кА	$B_{K\Sigma}$, кА ² ·с	$I_k^{(3)}$, кА	$I_{K\Sigma}^{(3)}$, кА	$i_{y\Sigma}$, кА	$B_{K\Sigma}$, кА ² ·с		$I_{k\text{ср}}^{(3)}$, кА	$I_{K\Sigma}^{(3)}$, кА	$i_{y\Sigma}$, кА	$B_{K\Sigma}$, кА ² ·с		
							«Электрон», АВМ	А3700С				«Электрон», АВМ	А3700С	
2500	54,7	116	1940	54,7	62,9	128	900	446	38	46,2	92	445	228	
1600	38,2	51	1000	38,2	43,5	88,4	522	230	25,8	31,1	54,7	244	111	
1000	24	50,9	400	24	27,3	55,5	206	90,6	18	21,3	37,6	117,8	53	
630	15	32	155	15	17,1	34,7	80,5	35,5	12,4	14,5	25,7	55,6	24,8	
400	11,8	25	96	11,8	13,1	26,9	49,3	21,4	10	11,3	20,2	35,7	15,7	

Примечание. Значения $I_{K\Sigma}^{(3)}$, $i_{y\Sigma}$ и $B_{K\Sigma}$ определены с учетом подпитки от электродвигателей. Значение $B_{K\Sigma}$ определено при выдержке времени срабатывания отсечки вводного выключателя 0,6 с, выключателей отходящих линий «Электрон» и АВМ – 0,25 с, А3700С – 0,1 с.

Выбор автоматических выключателей по токам металлического КЗ и по «средним» токам с учетом токоограничивающего действия дуги

Тип выключателя	Номинальный ток выключателя или расцепителя, А	Выбор выключателей при мощности трансформатора, кВ·А												
		Вводных КТП и отходящих линий по токам металлического КЗ					Отходящих линий по токам КЗ с учетом дуги							
		2500	1600	1000	630	400	2500	1600	1000	630	400			
Э40	4000	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Э25; Э16	2500; 1600		+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Э06	1000			+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
АВМ20	1500				+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
АВМ15	1150					+	+	+	+	+	+	+	+	+
АВМ10	800						+	+	+	+	+	+	+	+
АВМ4	400*							+	+	+	+	+	+	+
АВМ4С	150								+	+	+	+	+	+
АВМ4С	120									+	+	+	+	+
А3794С	250-630										+	+	+	+
А3794Б	250-630											+	+	+
А3744С	630												+	+
А3744С	400													+
А3736Б	400													+
А3726Б	250													+
А3716Б	160													+
А3144	250-600													+
А3134	120-200													+
А3124	60-100													+
ВА55	1600; 4000													+
ВА55	1000													+
ВА55	160-400													+
ВА54	160-1000													+
ВА53	1000-1600													+
ВА53	160-630													+
ВА52	400-630													+
ВА52	100-400													+
ВА51	400-630													+
ВА51	250-400													+
ВА51	120-150													+
ВА51	100													+

* Для всех выключателей, кроме соответствующих с номинальным током расцепителя 150 А и менее.

Примечание. Данные для выключателей серий Э и АВМ – только для данного исполнения. Знак «*» обозначает, что выключатель является стойким при КЗ.

В случае отказа выключателя отходящей линии, выбранного с учетом токоограничивающего действия дуги, при маловероятных металлических КЗ на его зажимах, авария локализуется в пределах одной секции стойки при металлических КЗ вводным и секционным выключателями. Такая авария не приводит к остановке производства, так как вторая секция остается в работе, а ответственные электроприемники либо имеют резервирование в технологической части, либо могут питаться от любой из секций.

Из табл. 5.16 видно, несколько существенно расширяется возможная область применения автоматических выключателей в случае учета токоограничивающего действия электрической дуги в месте повреждения.

Выбор по условию селективности. Селективность должна быть обеспечена между последовательно включенными выключателями в сети 0,4 кВ, между защитой со стороны высшего напряжения (ВН) питающего трансформатора 6/0,4 или 10/0,4 кВ и выключателями 0,4 кВ, а также между выключателем и магнитным пускателем (или контактором) присоединения.

Селективность между последовательно включенными автоматическими выключателями. Обеспечивается применением селективных выключателей, имеющих выдержку времени при срабатывании отсечки. Выбор рабочих уставок будет рассмотрен в последующих главах. Невозможно обеспечить селективную работу последовательно включенных неселективных автоматических выключателей, так как время их отключения, несмотря на различие номинальных токов, примерно одинаково. Селективность автоматических выключателей проверяется сопоставлением их характеристик на карте селективности. Защитные характеристики, построенные с учетом разбросов по току и времени срабатывания, не должны накладываться или пересекаться. Следует стремиться к схемам сетей с одной степенью селективности, например выключатель питания двигателя — неселективный, выключатель питания сборки, от которой питается двигатель, — селективный, а в качестве отключающих аппаратов на вводах в сборку применять неавтоматические выключатели.

Селективность релейной защиты со стороны ВН питающего трансформатора и автоматических выключателей НН. Селективность защиты трансформатора следует обеспечивать с вводным или хотя бы с секционным автоматическим выключателем КТП 0,4 кВ, а если это невозможно — то с отходящими линиями 0,4 кВ. Селективность достигается согласованием тока и времени срабатывания максимальной токовой защиты трансформатора с отсечками выключателей НН. Это выполняется при выборе рабочих уставок защит (см. главу 8). При выборе автоматических выключателей следует предварительно убедиться, что такое согласование будет возможно. Для этого автоматические выключатели должны иметь защитную характеристику, не превосходящую предельную допустимую, которая определяется условиями согласования с предельной по чувствительности характеристикой защиты трансформатора.

По условию чувствительности ток срабатывания максимальной токовой защиты трансформатора $I_{сз}$ не должен превосходить меньшего из двух значений, определяемых из условий отключения как металлического КЗ, так и КЗ через переходные сопротивления:

при соединении обмоток трансформатора Y/Y

$$I_{сз} \leq \frac{0,867 I_{к.з.м.}^{(3)}}{1,5}; \quad I_{сз} \leq \frac{0,867 I_{к.з.н.}^{(3)}}{1,2}; \quad (5-4)$$

при соединении обмоток трансформатора Δ/Y (и трехрелейной схеме защиты)

$$I_{сз} \leq \frac{I_{к.з.м.}^{(3)}}{1,5}; \quad I_{сз} \leq \frac{I_{к.з.н.}^{(3)}}{1,2}, \quad (5-5)$$

где 1,5 и 1,2 — наименьшие допустимые значения коэффициента чувствительности максимальной токовой защиты трансформатора при металлическом КЗ и КЗ через переходные сопротивления соответственно.

По условию селективности с максимальной токовой защитой трансформатора (ВН) ток срабатывания отсечки автоматических выключателей (НН) не должен превосходить значения:

$$I_{с.о.} \leq \frac{I_{сз}}{k_{н.с.}}, \quad (5-6)$$

где $k_{н.с.}$ — коэффициент надежности согласования, принимается по табл. 5-17 или выражению (5-7)

$$k_{н.с.} = \frac{k_{р.б} k_{н.б}}{k_{р.м} k_{н.м} k_{стун.м}}, \quad (5-7)$$

где $k_{р.б}$ — коэффициент, учитывающий разбросы срабатывания отсечки автоматического выключателя в сторону увеличения, принимается по справочным данным; $k_{р.м}$ — коэффициент, учитывающий разброс срабатывания реле защиты трансформатора в сторону уменьшения, принимается равным 0,96; $k_{н.б}$ и $k_{н.м}$ — коэффициенты, учитывающие неточности измерений при наладке ниже- и вышестоящей защиты, принимаются соответственно равными 1,02 и 0,98; $k_{стун.м}$ — коэффициент, учитывающий погрешность тока срабатывания реле защиты трансформатора относительно уставки по шкале, учитывается только для реле РТ-80 и РТВ со ступенчатой регулировкой, принимается равным 0,95 и 0,9 соответственно.

Следует отметить, что в условии (5-6) не учитывается, что при КЗ в сети 0,4 кВ через защиту трансформатора может протекать сумма токов КЗ и нагрузки неповрежденных линий 0,4 кВ $I_{нагр.}$. Это может вызвать излишнее отключение трансформатора при редких особо неблагоприятных случаях, когда ток КЗ настолько мал, что защита отходящей поврежденной

линии находится на грани срабатывания, а значение $I_{нгр}$ достаточно велико. Чтобы учесть этот режим, из правой части неравенства (5-6) следовало бы вычесть значение $I_{нгр}$.

Однако вероятность того, что ток КЗ будет меньше тока срабатывания защиты, невелика, поскольку расчеты ведутся с учетом переходных сопротивлений. Имея также в виду, что ток срабатывания защиты трансформатора по условию несрабатывания в режимах пуска и самозапуска электродвигателей обычно получается больше, чем по условию согласования, а также наличие некоторых расчетных запасов в коэффициенте $k_{н.с.}$ для упрощения расчетов и с целью предотвращения неоправданного завышения уставок защиты влияние тока нагрузки на работу последующих защит в сети 0,4 кВ обычно можно не учитывать.

Таблица 5.17

Рекомендуемые значения $k_{н.с.}$

Тип автоматического выключателя	Реле защиты трансформатора		
	РТ-40, цифровая защита	РТ-80	РТВ
АВМ	1,2	1,25	1,35
А3100	1,25-1,3	1,3	1,4
А3700, ВА	1,3-1,4	1,5	1,55
«Электрон»	1,45	1,5	1,6

По условию селективности с резервной максимальной токовой защитой нулевой последовательности, устанавливаемой в цепи нейтрали трансформатора с низким напряжением 0,4 кВ, ток срабатывания отсечки автоматических выключателей отходящих линий 0,4 кВ не должен превышать значения:

$$I_{с.0} \leq \frac{I_{кР}^{(1)}}{k_q k_{н.с.}}, \quad (5-8)$$

где $I_{кР}^{(1)}$ — минимальный ток однофазного КЗ после трансформатора с учетом токоограничивающего действия электрической дуги в месте КЗ (переходных сопротивлений ($R_{п} = 15$ мОм)); k_q — наименьший коэффициент чувствительности защиты, для фильтровых защит принимается равным 1,5; $k_{н.с.}$ — то же, что в выражении (5-6).

Если требуется применить автоматический выключатель, у которого $I_{с.0}$ больше, чем определяется условием (5-8), то для обеспечения селективности с токовой защитой нулевой последовательности трансформатора этот выключатель должен иметь либо выносную релейную, либо встроенную защиту от однофазных КЗ. По условиям дальнейшего резервирования такими защитами предпочтительно оборудовать автоматические выключате-

ли всех отходящих от шин КТП 0,4 кВ линий, при этом условие (5-8) не учитывается.

При наличии маломощного аварийного генератора 0,4 кВ также следует обеспечить селективность защиты отходящих линий 0,4 кВ и максимальной токовой защиты генератора. Максимальный допустимый ток срабатывания отсечек автоматических выключателей отходящих линий можно определить из условия их согласования с предельной по чувствительности характеристикой защиты генератора.

Пример 5-1. Для условий примера 2-2 определить, какие из автоматических выключателей серии А3700 и ВА отходящих от главных шин 0,4 кВ линий будут селективны с защитой трансформатора со стороны ВН, имеющей независимую от тока характеристику и выполненной с помощью реле РТ-40 или цифрового терминала.

Решение. Значения токов КЗ на шинах 0,4 кВ для проверки чувствительности защиты трансформатора: $I_{к.мин}^{(3)} = 22,7$ кА, $I_{кР}^{(3)} = 12$ кА.

При соединении обмоток трансформатора Y/Y ток срабатывания его максимальной токовой защиты не должен превышать меньшего из значений, определяемых условием (5-4): $I_{с.3} \leq 0,867 \cdot 22,7 / 1,5 = 13,1$ кА; $I_{с.3} \leq 0,867 \cdot 11,7 / 1,2 = 8,45$ кА, окончательно $I_{с.3} \leq 8,45$ кА. Следовательно, можно применить автоматические выключатели, ток срабатывания отсечки которых не превышает значения $I_{с.0} \leq 8,45 / 1,4 = 6$ кА. При этом по условию (5-8) селективности с токовой защитой нулевой последовательности трансформатора все выключатели, имеющие $I_{с.0} \geq 6,6 / (1,5 \cdot 1,4) = 3,1$ кА следует применять с встроенной или выносной защитой от однофазных КЗ (6,6 кА — ток однофазного КЗ за трансформатором, см. рис. III-1, а).

При соединении обмоток трансформатора Δ/Y ток срабатывания его защиты не должен превышать значений, определяемых по формуле (5-5): $I_{с.3} \leq 22,7 / 1,5 = 15$ кА; $I_{с.3} \leq 11,7 / 1,2 = 9,75$ кА, окончательно $I_{с.3} \leq 9,75$ кА. Следовательно, можно применить автоматические выключатели, ток срабатывания отсечки которых не превышает $I_{с.0} \leq 9,75 / 1,4 = 7$ кА. По условию селективности с токовой защитой нулевой последовательности трансформатора встроенную или выносную защиту от однофазных КЗ должны иметь выключатели, у которых $I_{с.0} \geq 11,7 / (1,5 \cdot 1,4) = 5,57$ кА (11,7 — ток однофазного КЗ за трансформатором, кА, см. рис. III-1, б).

Пример 5-2. Определить, какие выключатели серий А3700 и ВА отходящих линий селективны с защитой аварийного генератора 0,4 кВ, параметры которого приведены в примере 2-5. Генератор имеет максимальную токовую защиту с независимой характеристикой, выполненную с помощью вторичных реле типа РТ-40.

Решение. Определяем установившийся ток трехфазного КЗ на зажимах генератора. КЗ на зажимах соответствует режиму предельного возбуждения. Для этого случая в примере 2-5 определены ЭДС и сопротивление генератора: $E_{ин} = 4000$ В, $x_{ин} = 322,7$ мОм. Установившийся ток трехфазного КЗ по формуле (2-35):

$$I_{к.з.}^{(3)} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 322,7} = 7,16 \text{ кА. Его можно определить также по выражению (2-40):}$$

$$I_{к.з.}^{(3)} = OK3 \cdot I_{н.гр.д} \cdot I_{н.г} = 0,63 \cdot 10 \cdot 1,138 = 7,16 \text{ кА.}$$

Ток срабатывания максимальной токовой защиты генератора не может превышать

значения $I_{с.з} \leq 7,16/1,5 = 4,77$ кА. Следовательно, для защиты отходящих линий можно применить выключатели, ток срабатывания отсечки которых не превышает $I_{с.з} \leq 4,77/1,4 = 3,4$ кА. Влияние переходных сопротивлений на значение тока КЗ здесь не учтено, поскольку оно незначительно.

Селективность автоматического выключателя и магнитного пускателя (контактора) присоединения. При КЗ в цепи данного присоединения начинают одновременно действовать защита выключателя и отключаться пускатель (контактор) вследствие исчезновения напряжения на втягивающей катушке. Во избежание приваривания контактов пускателя раньше должен отключиться выключатель. Такое селективное отключение обеспечивается для всех выключателей, имеющих малое время отключения (АП, АЗ100, АЗ700Б, АЗ700Ф, ВА51, ВА52, ВА53, ВА54). Для неселективных выключателей АВМ, полное время отключения которых составляет 0,06 с, а также для выключателей «Электрон» эта селективность обеспечивается только в случае применения пускателей (контакторов) IV и V величин.

6. ВЫБОР УСТАВОК АВТОМАТИЧЕСКИХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

Токовая отсечка. Токовую отсечку выключателя отстраивают от пускового тока электродвигателя, который состоит из периодической составляющей, почти неизменной в течение всего времени пуска, и апериодической составляющей, затухающей в течение нескольких периодов. В каталогах приводится только значение периодической составляющей пускового тока $I_{пуск.дв}$. Несрабатывание отсечки при пуске электродвигателя обеспечивается выбором тока срабатывания по выражению:

$$I_{с.з} \geq 1,05 k_3 k_a k_p I_{пуск.дв} = k_n I_{пуск.дв} \quad (6-1)$$

где $k_n = 1,05 k_3 k_a k_p$ – коэффициент надежности отстройки отсечки от пускового тока электродвигателя; 1,05 – коэффициент, учитывающий, что в нормальном режиме напряжение может быть на 5% выше номинального напряжения электродвигателя; k_3 – коэффициент запаса; k_a – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей в пусковом токе электродвигателя; k_p – коэффициент, учитывающий возможный разброс тока срабатывания отсечки относительно уставки.

Для приближенных расчетов принимают значение пускового тока электродвигателя равным каталожному, а коэффициентов – по табл. 6-1.

Электромагнитные расцепители выключателей серий АЗ100, АЗ700, ВА, АП-50, АЕ20 имеют собственное время срабатывания примерно 5–10 мс и поэтому реагируют на апериодическую составляющую пускового тока электродвигателя. Собственное время срабатывания расцепителей

выключателей серии АВМ составляет 20–40 мс, однако их массивный якорь приходит в движение при кратковременном броске апериодического тока и по инерции может отключить выключатель, даже если длительность броска тока меньше собственного времени срабатывания расцепителя. Полупроводниковый расцепитель серии МТЗ-1 также реагирует на апериодическую составляющую пускового тока. Соответственно значение k_a для этих расцепителей принимают равным 1,4.

Таблица 6.1

Значения коэффициентов для расчета тока срабатывания отсечки автоматических выключателей, устанавливаемых в цепях электродвигателей

Автоматический выключатель	Расцепитель	k_3	k_a	k_p	k_n
АЗ700; АЗ790	Полупроводниковый	1,1	1,0	1,3	1,5
ВА				1,6	2,2
«Электрон»				1,35	1,6
				МТЗ-1	1,4
АВМ	Электромагнитный	1,4	1,1	1,8	
АЗ110; АП-50; АЗ700; ВА; АЕ20			1,3	2,1	
АЗ120; АЗ130; АЗ140			1,15	1,9	

Полупроводниковые расцепители серий РП, БПР и РМТ не реагируют на апериодическую составляющую пускового тока в течение одного периода, причем за это время она почти полностью затухает. Соответственно значение k_a принимают равным 1.

Токоограничивающие выключатели с полупроводниковым расцепителем имеют две отсечки: одну – с регулируемой на полупроводниковом реле уставкой; другую – электромагнитную с нерегулируемой уставкой. Первая – выбирается, а вторая – проверяется по условию (6-1).

Для точных расчетов следует определить значения $I_{пуск.дв}$ и k_a с учетом влияния сопротивления внешней сети, что позволяет уменьшить значение $I_{с.з}$. Определяется суммарное индуктивное и активное сопротивление всей цепи, включая электродвигатель:

$$x_{\Sigma} = x_{вн} + x_{дв}; \quad r_{\Sigma} = r_{вн} + r_{дв} \quad (6-2)$$

Определение составляющих сопротивления внешней сети (энергосистемы, понижающего трансформатора, кабелей) до зажимов электродвигателя $x_{вн}$ и $r_{вн}$ приведено в главе 2. Индуктивное сопротивление двигателя при пуске $x_{дв}$ находят, исходя из каталожного значения пускового тока двигателя $I_{пуск.кат}$, по выражениям:

$$z_{дв} = \frac{U_{н.дв}}{\sqrt{3}I_{пуск.кат}}; \quad (6-3)$$

$$x_{дв} = \sqrt{z_{дв}^2 - r_{дв}^2}. \quad (6-4)$$

Активное сопротивление двигателя $r_{дв}$ определяют ориентировочно по выражению:

$$r_{дв} \approx (0,2 \div 0,3)z_{дв}. \quad (6-5)$$

Определяют отношение:

$$\frac{x_{\Sigma}}{r_{\Sigma}} = \frac{x_{вн} + x_{дв}}{r_{вн} + r_{дв}}, \quad (6-6)$$

по которому находят значение k_a так же, как значение ударного коэффициента при расчетах токов КЗ (см. главу 2).

Определяют значение пускового тока электродвигателя с учетом влияния внешней сети:

$$I_{пуск.дв} = I_{пуск.кат} \frac{z_{дв}}{\sqrt{(r_{вн} + r_{дв})^2 + (x_{вн} + x_{дв})^2}}. \quad (6-7)$$

В производственных условиях значение $I_{пуск.дв}$ рекомендуется определять опытным путем, а значение k_a — как указано выше, учитывая в выражении (6-3) опытные значения $I_{пуск.дв}$ и напряжения на зажимах двигателя.

Коэффициент чувствительности отсечки при КЗ на выводах электродвигателя должен быть:

$$k_a^{(2)} = \frac{I_{кР}^{(2)}}{I_{с.о}} = \frac{0,867I_{кР}^{(3)}}{I_{с.о}} \geq 1,1k_p; \quad (6-8)$$

$$k_a^{(1)} = \frac{I_{кР}^{(1)}}{I_{с.о}} \geq 1,1k_p, \quad (6-9)$$

где $I_{кР}^{(2)}$ и $I_{кР}^{(1)}$ — соответственно минимальный ток двухфазного и однофазного КЗ на выводах электродвигателя с учетом токоограничивающего действия электрической дуги (переходных сопротивлений $R_n = 15$ мОм); 1,1 — коэффициент запаса; k_p — коэффициент разброса срабатывания отсечки по току (см. табл. 6.1).

При отсутствии данных о разбросе произведение $1,1k_p$ (нормируемый коэффициент чувствительности) рекомендуется принимать не менее 1,4–1,5.

При недостаточной чувствительности отсечки к междуфазным КЗ выполняют одно из следующих мероприятий: уточняют значение $I_{с.о}$ с учетом влияния сопротивления внешней сети на пусковой ток электродвига-

теля; применяют другой тип автоматического выключателя; увеличивают сечение кабеля, но не более чем на одну — две ступени; пересматривают первичную схему и место подключения электродвигателя; применяют выносную релейную защиту.

При недостаточной чувствительности отсечки к однофазным КЗ дополнительно к указанному выполняют следующие мероприятия: применяют кабели другой конструкции (с нулевой жилой, алюминиевой оболочкой); прокладывают дополнительные зануляющие металлические связи; применяют автоматический выключатель со встроенной защитой от однофазных КЗ; устанавливают специальную выносную релейную защиту от однофазных КЗ; возлагают отключение однофазных КЗ на защиту электродвигателя от перегрузки (зависимый элемент расцепителя). Последнее хоть и допускается ПУЭ, однако, наименее предпочтительно, так как существенно затягивает отключение КЗ. Ток срабатывания встроенной или выносной защиты от однофазных КЗ принимают равным 0,5–1 номинального тока электродвигателя, коэффициент чувствительности этих защит должен быть не менее 1,5 [1].

Защита от перегрузки. Ток срабатывания защиты от перегрузки определяется из условия возврата защиты после окончания пуска или самозапуска электродвигателя:

$$I_{с.п} = \frac{k_n}{k_b} I_{н.дв}, \quad (6-10)$$

где k_n — коэффициент надежности, учитывающий некоторый запас по току, неточности настройки и разброс срабатывания защиты; k_b — коэффициент возврата защиты.

Защита от перегрузки считается эффективной, если

$$I_{с.п} = (1,2 \div 1,4) I_{н.дв}. \quad (6-11)$$

Для выключателей с тепловым и электромагнитным (комбинированным) расцепителем условие (6-10) обеспечивается автоматически при выборе номинального тока расцепителя по условию (5-2). Нанлучшая защита от перегрузки обеспечивается, если удается подобрать выключатель, имеющий $I_{н.расц} = I_{н.дв}$. В этом случае, имея в виду, что для термобиметаллических тепловых реле $k_n = 1$, ток срабатывания защиты (пограничный ток) составит:

$$I_{с.п} = k_n I_{н.расц} = k_n I_{н.дв},$$

где k_n равен кратности тока $I_{с.п}/I_{н.расц}$ (1,15 для АЕ20, А3700; 1,25 для А3100, АП-50; 1,2–1,35 для ВА51 в зависимости от типа).

Номинальный ток теплового расцепителя и ток срабатывания защиты от перегрузки при температуре воздуха, отличной от нормированной, определяется по выражениям:

$$I_{н.расц.т} = I_{н.расц.н} [1 + k_1(t_n - t)]; \quad (6-12)$$

$$I_{с.п.т} = I_{с.п.н} [1 + k_1(t_n - t)], \quad (6-13)$$

где k_1 – температурный коэффициент, для А3700 равен 0,005, для А3100 – 0,0065; t_n – нормированная температура окружающей среды, для А3700 принимается 40°C, для А3100 – 25°C; t – действительная температура окружающей среды, °C.

Для автоматических выключателей А3134 и А3144 условие (6-11) обычно не выполняется, защита от перегрузки не эффективна. Это вызвано тем, что кратность тока срабатывания отсечки этих выключателей недостаточна для отстройки от пусковых токов двигателей, поэтому приходится увеличивать номинальный ток расцепителя. Ток срабатывания отсечки по условию (6-1) с учетом кратности пускового тока 6-7 должен быть не менее $I_{с.о} = 1,9(6 \div 7)I_{н.дв} = (11,4 \div 13,3)I_{н.дв}$. Учитывая, что $I_{с.о} = 7I_{н.расц}$ следует выбрать выключатель, имеющий $I_{н.расц} = I_{с.о} / 7 = (11,4 \div 13,3)I_{н.дв} / 7 = (1,6 \div 1,9)I_{н.дв}$, при этом $I_{с.п} = 1,25(1,6 \div 1,9)I_{н.дв} = (2 \div 2,4)I_{н.дв}$.

Все другие выключатели с комбинированным расцепителем, применяемые для защиты электродвигателей, имеют кратность срабатывания отсечки по отношению к номинальному току теплового расцепителя, равную 10 или более, поэтому для них отстройка от пусковых токов обычно не вызывает загробления защиты от перегрузки.

Для автоматических выключателей АВМ и «Электрон» разбросы тока срабатывания и низкий коэффициент возврата защиты от перегрузки также приводят к ее загроблению и необходимости увеличивать номинальный ток расцепителя по отношению к номинальному току двигателя.

Для выключателей АВМ с электромагнитными расцепителями $k_n = k_n k'_p = 1,1 \cdot 1,1 = 1,2$ (k_n и k'_p – соответственно коэффициенты запаса и разброса срабатывания защиты от перегрузки); коэффициент возврата расцепителя АВМ зависит от времени от начала срабатывания, в конце хода якоря он составляет 0,5-0,6, в середине – около 0,7; ток срабатывания защиты от перегрузки по формуле (6-10): $I_{с.п} = (2 \div 2,4)I_{н.дв}$. Учитывая, что ток срабатывания этой защиты регулируется в пределах $(1,25 \div 2,00)I_{н.расц}$, чтобы иметь возможность выставить любую уставку тока, вплоть до максимальной, следует выбирать выключатели, имеющие $I_{н.расц} \geq 1,2I_{н.дв}$.

Для выключателей «Электрон» с полупроводниковыми расцепителями МТЗ-1 и РМТ имеем $k_n = 0,75$; k'_p в зависимости от сочетания влияющих на разброс факторов составляет 1,15-1,35. Соответственно $k_n = 1,1 \cdot (1,15 \div 1,35) = 1,27 \div 1,49$, по формуле (6-10) находим $I_{с.п} = (1,69 \div 1,99)I_{н.дв}$.

Для выключателей «Электрон» с реле МТЗ-1 на шкале регулировки выставляется ток срабатывания в относительных единицах, кратных номи-

нальному току реле МТЗ $I_{с.п} = I_{с.п} / I_{н.МТЗ}$. Ток срабатывания регулируется в пределах $(0,8 \div 2)I_{н.МТЗ}$. Поэтому выключатель можно выбирать из условия $I_{н.МТЗ} \geq I_{н.дв}$.

Для выключателей «Электрон» с реле РМТ на шкале регулировки выставляется номинальный ток максимальной токовой защиты МТЗ. Его значение в 1,25 раза меньше тока срабатывания и может регулироваться в пределах $(0,80 \div 1,25)I_{н.б}$. Поскольку шкала откалибрована в относительных единицах, кратных номинальному базовому току, то с учетом полученного значения $I_{с.п}$ выставляется уставка $I_{с.п} / (1,25I_{н.б})$. Выключатель следует выбирать так, чтобы $I_{н.б} \geq 1,99I_{н.дв} / (1,25 \cdot 1,25) = 1,27I_{н.дв}$.

Поскольку зависимые расцепители автоматических выключателей А3134, А3144, АВМ и «Электрон» не могут эффективно защищать электродвигатель от перегрузки, их используют как резервную защиту. Защита от перегрузки осуществляется либо с помощью тепловых реле, устанавливаемых в двух фазах (при наличии магнитных пускателей или контакторов), либо с помощью выносной релейной защиты.

Для автоматических выключателей серии А3700 с полупроводниковым расцепителем РП $k_n = 0,97 \div 0,98$; $k'_p = 1,15 \div 1,2$. Соответственно $k_n = 1,1(1,15 \div 1,2) = 1,27 \div 1,32$; по формуле (6-10) определяем $I_{с.п} = (1,3 \div 1,36)I_{н.дв}$. На шкале регулировки выставляется номинальный рабочий ток расцепителя $I_{н.раб}$. Его значение в 1,25 раза меньше $I_{с.п}$ и может регулироваться в пределах $0,8 \div 1,25$ базового номинального тока $I_{н.б}$. Чтобы иметь возможность защиты при любом полученном значении $I_{с.п}$, следует выбрать выключатель с базовым номинальным током в пределах от $I_{н.б} = 1,36I_{н.дв} / (1,25 \cdot 1,25) = 0,87I_{н.дв}$ до $I_{н.б} = 1,3I_{н.дв} / (0,8 \cdot 1,25) = 1,3I_{н.дв}$. При этом номинальный ток расцепителя (им считается наибольшее значение $I_{н.раб}$ по шкале) $I_{н.расц} = (1,09 \div 1,6)I_{н.дв}$.

Для автоматических выключателей серии ВА с полупроводниковым расцепителем БПР $k_n = 0,97 \div 0,98$; $k'_p = 1,08 \div 1,2$. Соответственно $k_n = 1,1(1,08 \div 1,2) = 1,19 \div 1,32$; по формуле (6-10) находим $I_{с.п} = (1,23 \div 1,36)I_{н.дв}$. На шкале регулировки выставляется номинальный ток расцепителя. Его значение в 1,25 раза меньше $I_{с.п}$ и может регулироваться в пределах $(0,63 \div 1,0)I_{н.б}$. Чтобы иметь возможность защиты при любом полученном значении $I_{с.п}$, следует выбрать выключатель с номинальным током в пределах от $I_{н.б} = 1,36I_{н.дв} / (1,0 \cdot 1,25) = 1,09I_{н.дв}$ до $I_{н.б} = 1,23I_{н.дв} / (0,63 \cdot 1,25) = 1,6I_{н.дв}$.

При выборе уставки $I_{н.расц}$ для выключателей со ступенчатой регулировкой расчетное значение $I_{н.расц} = I_{с.п} / 1,25$ может получиться несколько большим ближайшего меньшего имеющегося на шкале значения. В этих

случаях во избежание чрезмерного заглубления тока срабатывания защиты от перегрузки следует исходить из того, что при определении $I_{с.п}$ по формуле (6-10) можно несколько уменьшить значение k_n . При определении $k_n = k_3 \cdot k'_p$ можно значение k_3 принять от 1 до 1,1, имея в виду, что приведенные выше значения коэффициента разброса k'_p указаны для наиболее неблагоприятных и достаточно редких сочетаний влияющих на разброс факторов.

Если кабели питания требуют защиты от перегрузки, то дополнительно учитывают условия (4-9)–(4-13).

Значения k_n и k_n для расчета тока срабатывания защиты от перегрузки автоматических выключателей приведены в табл. 6.2.

Таблица 6.2

Значения коэффициентов для расчета тока срабатывания защиты от перегрузки автоматических выключателей

Тип выключателя	Расцепитель	k_3	k'_p	$k_n = k_3 \cdot k'_p$	k_n	
A3700; AE20; A3110; AP-50; BA51; BA52	тепловой	-	-	1,15 1,25 1,2–1,35	1 1 1	
ABM	Электро- магнитный	1,1	1,1	1,2	0,5–0,7	
A3700	Полупро- водниковый	1,1	РП	1,15–1,2	1,27–1,32	0,97–0,98
«Электрон»			МТЗ-1; РМТ	1,15–1,35	1,27–1,49	0,75
ВА			БПР	1,08–1,2	1,19–1,32	0,97–0,98

Выбор времени срабатывания. Время срабатывания защиты от перегрузки принимается из условия несрабатывания защиты при пуске или самозапуске электродвигателя:

$$t_{с.п} \geq (1,5 \div 2) t_{пуск} \quad (6-14)$$

где $t_{с.п}$ – время срабатывания защиты при токе, равном пусковому; $t_{пуск}$ – длительность пуска или самозапуска.

Время срабатывания защиты от перегрузки при токе $6I_{н.расц}$ регулируется для автоматических выключателей с полупроводниковыми расцепителями А3700, ВА53, ВА54, «Электрон» в пределах от 4 до 16 с, для АВМ – от 2 до 4 с. Для выключателей с комбинированным расцепителем оно не регулируется и составляет 8–20 с в зависимости от $I_{н.расц}$. Длительность пуска электродвигателей при легких условиях пуска составляет 0,5–2 с, при тяжелых – 5–10 с. Таким образом, несрабатывание защиты от пере-

грузки обеспечивается для всех выключателей, кроме АВМ, если он установлен в цепи двигателя с тяжелым пуском. В этом случае требуется во избежание излишних отключений выключателя заглублять защиту от перегрузки по току, принимая $I_{с.п} = 2I_{н.расц}$, а иногда вообще выводить ее из работы заклиниванием анкерной скобки часового механизма, предварительно проверив чувствительность отсечки при однофазных КЗ.

Для особо ответственных электродвигателей, отключение которых при перегрузках недопустимо, защита от перегрузки (если она требуется) выполняется с действием на сигнал.

Проверка чувствительности при однофазных КЗ. Если для отключения однофазных КЗ используется защита от перегрузки, то проверяется ее чувствительность.

По ПУЭ шестого издания [1] значение коэффициента чувствительности при однофазном КЗ на зажимах электродвигателя должно быть:

для невзрывоопасной среды и выключателей с регулируемой защитной характеристикой

$$k_q^{(1)} = \frac{I_{нР}^{(1)}}{I_{с.п}} \geq 3; \quad (6-15)$$

для невзрывоопасной среды и выключателей с нерегулируемой защитной характеристикой

$$k_q^{(1)} = \frac{I_{нР}^{(1)}}{I_{н.расц}} \geq 3; \quad (6-16)$$

для взрывоопасной среды:

$$k_q^{(1)} = \frac{I_{нР}^{(1)}}{I_{н.расц}} \geq 6. \quad (6-17)$$

Для новых и реконструируемых установок следует учитывать требования недавно изданной главы 1.7 ПУЭ седьмого издания [2], введенной в действие с 1 января 2003 года. Согласно этим требованиям время отключения однофазных КЗ не должно превышать 0,4 с. Практически это означает, что однофазные КЗ должны отключаться токовой отсечкой или специальной встроеной или выносной защитой. Для стационарных электроприемников, питающихся от распределительных щитов, допускается увеличение времени отключения до 5 с при условии, что полное сопротивление защитного проводника между главной заземляющей шиной и распределительным щитом не превышает значения, Ом

$$50 \cdot z_{пт} / U_n, \quad (6-18)$$

где $z_{пт}$ – полное сопротивление петли фаза-ноль, Ом; U_n – номинальное фазное напряжение цепи, В; 50 – падение напряжения на участке защитного проводника между главной заземляющей шиной и распределительным щитом, В.

Пример 6-1. Уточнить тип, номинальный ток и ток срабатывания отсечки автоматического выключателя серии АЗ100, установленного на отходящей от шин 0,4 кВ линии питания электродвигателя мощностью 75 кВт, с номинальным током 135 А и пусковым 865 А. Электродвигатель питается трехжильным кабелем с алюминиевыми жилами и алюминиевой оболочке сечением $3 \times 95 \text{ мм}^2$ длиной 110 м, шины 0,4 кВ питаются от трансформатора мощностью 630 кВт (Δ/Y, $u_k = 5,5\%$), подключенного к мощной энергосистеме ($x_c = 0,1x_T$).

Решение. По формуле (6-1) имеем $I_{c.н} = 1,9 \cdot 865 = 1650 \text{ А}$, принимаем автомат АЗ144 с номинальным током комбинированного расцепителя 250 А и уставкой отсечки 1750 А. По графикам рис. П1-2, в приложения находим ток КЗ на зажимах двигателя $I_{\text{кз}}^{(3)} = 3,5 \text{ кА}$, ток однофазного КЗ определяем по кривым рис. П1-9, в для четырехжильных кабелей в алюминиевой оболочке с учетом поправочного коэффициента 1,15: $I_{\text{кз}}^{(1)} = 2,3 / 1,15 = 2 \text{ кА}$. Нормируемый коэффициент чувствительности отсечки $k_{\text{н}} = 1,1 \cdot 1,15 = 1,27$, фактический коэффициент чувствительности $k_{\text{н}}^{(2)} = 0,87 \cdot 3,5 / 1,75 = 1,74$ — достаточен, $k_{\text{н}}^{(1)} = 2 / 1,75 = 1,14$ — недостаточен.

Проверяем возможность установки автомата типа АЗ134 с более чувствительной защитой. Уточним ток срабатывания отсечки с учетом влияния внешней сети. По табл. 2-4 $x_T = 13,5 \text{ мОм}$; $r_T = 3,4 \text{ мОм}$; $x_c = 0,1 \cdot x_T = 1,35 \text{ мОм}$. По формуле (2-11) имеем: $x_k = 0,057 \cdot 110 = 6,25 \text{ мОм}$; $r_k = 0,405 \cdot 110 = 44,55 \text{ мОм}$. По (6-3)–(6-5) имеем: $z_{\text{ли}} = \frac{380}{\sqrt{3 \cdot 865}} = 0,253 \text{ Ом} = 253 \text{ мОм}$; $r_{\text{ли}} = 0,25 \cdot 253 = 63 \text{ мОм}$; $x_{\text{ли}} = \sqrt{253^2 - 63^2} = 245 \text{ мОм}$. Суммарное сопротивление цепи: $x_{\Sigma} = 1,35 + 13,5 + 6,25 + 245 = 266 \text{ мОм}$; $r_{\Sigma} = 3,4 + 44,55 + 63 = 111 \text{ мОм}$. По соотношению $x_{\Sigma} / r_{\Sigma} = 266 / 111 = 2,4$ находим $k_{\Sigma} = 1,27$. По формуле (6-7) $I_{\text{пуск.ли}} = \frac{865 \cdot 253}{\sqrt{111^2 + 266^2}} = 760 \text{ А}$. Уточненное значение тока срабатывания отсечки по формуле (6-1): $I_{c.н} = 1,05 \cdot 1,1 \cdot 1,27 \cdot 1,15 \cdot 760 = 1280 \text{ А}$. Следовательно, можно применить автомат АЗ134 с комбинированным расцепителем 200 А в уставкой отсечки 1400 А. Тогда $k_{\text{н}}^{(2)} = 0,87 \cdot 3,5 / 1,4 = 2,2$, $k_{\text{н}}^{(1)} = 2 / 1,4 = 1,43$ — достаточно. Вывод: вместо автомата АЗ144 $I_{\text{н.расц}} = 250 \text{ А}$ следует применить автомат АЗ134 $I_{\text{н.расц}} = 200 \text{ А}$.

7. ВЫБОР УСТАВОК АВТОМАТИЧЕСКИХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ ПИТАНИЯ СБОРОК И ЩИТОВ

Выбор тока срабатывания отсечки. Выполняется по приводимым ниже условиям, из которых принимается наибольшее полученное значение.

1. Несрабатывание при максимальном рабочем токе $I_{\text{раб.макс}}$ с учетом его увеличения в $k_{\text{сн}}$ раз при самозапуске электродвигателей:

$$I_{c.н} \geq 1,05 k_{\text{н}} k_{\text{п}} k_{\text{р}} k_{\text{сн}} I_{\text{раб.макс}} = k_{\text{н}} k_{\text{сн}} I_{\text{раб.макс}} \quad (7-1)$$

где $k_{\text{н}} = 1,05 k_{\text{н}} k_{\text{п}} k_{\text{р}}$ — коэффициент надежности, принимается по табл. 6.1.

Ток самозапуска $I_{\text{сн}} = k_{\text{сн}} I_{\text{раб.макс}}$ определяется из расчетов самоза-

пуска для полностью заторможенных электродвигателей. Для секционного выключателя главного щита 0,4 кВ значение $I_{\text{сн}}$ принимается 0,6–0,8 полного тока самозапуска через ввод; для отдельных сборок $I_{\text{сн}}$ принимается приближенно равным сумме пусковых токов электродвигателей и другой нагрузки сборки, участвующих в самозапуске; для питающего трансформатора максимальный рабочий ток принимается равным номинальному току трансформатора $I_{\text{раб.макс}} = I_{\text{н.т}}$.

Отметим, что в аналогичных (7-1) выражениях для расчета релейной защиты трансформаторов и линий электропередач в сетях напряжением выше 1000 В обычно в знаменателе учитывают коэффициент возврата реле защиты. Это вызвано необходимостью обеспечить возврат защиты в условиях, когда она запускается во время отключения КЗ нижестоящей (предыдущей) защитой, а после отключения КЗ через рассматриваемую защиту протекает ток самозапуска электродвигателей. В сетях 0,4 кВ времена отключения таких КЗ не превышают 0,2–0,3 с, а ток самозапуска после таких перерывов питания не превышает 0,5 полного тока самозапуска электродвигателей из заторможенного состояния (см. главу 12). Наибольший ток самозапуска всегда будет после значительно более длительных перерывов внешнего электроснабжения, однако в этом случае рассматриваемая защита не работает «на возврат», поэтому во избежание ее излишнего загробления коэффициент возврата можно не учитывать.

При отсутствии самозапуска электродвигателей или для нагрузки без пусковых токов (электрическое отопление, печи) $k_{\text{сн}} = 1$, $k_{\text{н}} = 1$, и ток срабатывания

$$I_{c.н} \geq k_{\text{н}} I_{\text{раб.макс}} \quad (7-1а)$$

где $k_{\text{н}}$ принимается для выключателей АЗ700, ВА, АЗ110, АП50, АЕ20 равным 1,5; «Электрон» — 1,6; для АЗ120, АЗ130, АЗ140, АВМ — 1,35; $I_{\text{раб.макс}}$ принимается с учетом допустимой перегрузки источника питания, например для трансформатора допускается аварийная перегрузка на 30–40%, соответственно $I_{\text{раб.макс}} = (1,3 \div 1,4) I_{\text{н.т}}$.

2. Несрабатывание при полной нагрузке щита (сборки) и пуске наиболее мощного электродвигателя:

$$I_{c.н} \geq k_{\text{н}} \left(\sum_{i=1}^{n-1} I_{\text{раб.макс } i} + I_{\text{пуск.макс}} \right) \quad (7-2)$$

где $k_{\text{н}}$ — то же, что в (7-1); $\sum_{i=1}^{n-1} I_{\text{раб.макс } i}$ — сумма максимальных рабочих токов электроприемников, питающихся от щита или сборки, кроме двигателя с наибольшим пусковым током $I_{\text{пуск.макс}}$.

3. Несрабатывание защиты питающего секцию ввода (например, ввода секции 1 на рис. 1-1) при действии устройства АВР секционного выключателя, подключающего к этой секции или вводу нагрузку другой секции (секции 2 на рис. 1-1), потерявшей питание:

$$I_{c.o.} \geq k_n (I_{c.m.2} + k'_n I_{p.p. \max 1}), \quad (7-3)$$

где k_n – то же, что в (7-1); $I_{c.m.2}$ – максимальный ток самозапуска секции, потерявшей питание и включающейся от АВР; $I_{p.p. \max 1}$ – максимальный рабочий ток не терявшей питание секции; k'_n – коэффициент, учитывающий увеличение тока двигателей не терявшей питание секции при снижении напряжения вследствие подключения самозапускающейся нагрузки другой секции, при преимущественно двигательной нагрузке принимается равным 1,5, при небольшой доле двигательной нагрузки принимается равным 1,0.

4. Согласование с отсечками выключателей отходящих от щита (сборки) линий с целью предотвращения отключения автоматического выключателя питания щита (сборки) при КЗ за выключателем отходящей линии, когда обе защиты могут находиться на грани срабатывания (в целях упрощения ток нагрузки сборки не учитывается):

$$I_{c.o.} \geq k_{н.с} I_{c.o.l.}, \quad (7-4)$$

где $k_{н.с}$ – коэффициент надежности согласования, принимается равным 1,3–1,5; $I_{c.o.l.}$ – наибольший из токов срабатывания отсечек выключателей отходящих линий, при параллельной работе этих линий (3 и 4 на рис. 7-1) принимается равным сумме токов срабатывания отсечек их выключателей.

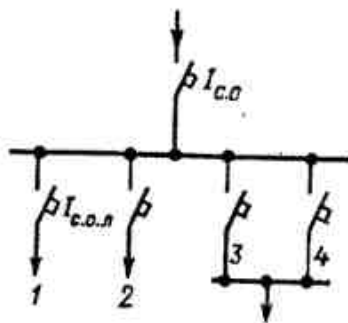


Рис. 7-1. К условию согласования токов срабатывания защиты

Точное значение $k_{н.с}$ можно определить, учитывая, что из-за разбросов ток срабатывания отсечки выключателя отходящей линии увеличивается в $k_{p.б}$ раз, а выключателя питания сборки – уменьшается в $k_{p.м}$ раз: $k_{н.с} = k_{p.б} k_{н.б}' / (k_{p.м} k_{н.м})$, где $k_{н.б}$ и $k_{н.м}$ – то же, что в выражении (5-7). Например, при согласовании отсечки питающего сборку выключателя серии АВМ (разброс $\pm 10\%$, $k_{p.б} = 1 + 0,1 = 1,1$) с выключателем отходящей линии АЗ120 (разброс $\pm 15\%$, $k_{p.м} = 1 - 0,15 = 0,85$) $k_{н.с} = 1,1 / 0,85 = 1,3$ (значениями

$k_{н.б}$ и $k_{н.м}$ пренебрегаем). Если выполнение условия (7-4) приводит к недопустимому снижению чувствительности защиты, то принимают пониженные значения $k_{н.с}$.

5. Для селективных выключателей с трехступенчатой защитной характеристикой учитывается дополнительное условие. Для селективного отключения КЗ на отходящей от сборки (щита) линии выключателем этой линии ток мгновенного срабатывания третьей ступени защиты $I_{c.m.тн}$ питающего сборку (щит) выключателя должен быть больше максимального расчетного тока КЗ за выключателем отходящей от сборки (щита) линии $I_{кр}^{(3)}$:

$$I_{c.m.тн} > I_{кр}^{(3)}. \quad (7-5)$$

Для обеспечения селективности во всем диапазоне возможных токов КЗ значение $I_{кр}^{(3)}$ принимают равным максимальному току металлического КЗ $I_{к.мкс}^{(3)}$. Если с неселективными отключениями при редких металлических КЗ можно не считаться, то $I_{кр}^{(3)}$ принимают равным наиболее вероятному (среднему) току КЗ $I_{к.ср}^{(3)}$, определяемому по выражению (2-5). Если условие (7-5) не выполняется, то вместо выключателя отходящей от сборки (щита) линии (или одновременно с ним) отключится питающий сборку (щит) выключатель.

Для выключателей АЗ790С $I_{c.m.тн} = 20$ кА (действующее значение), для ВА55 и ВА75 $I_{c.m.тн}$ зависит от номинального тока и составляет 20–45 кА (см. табл. 5-10). При проверке селективности необходимо убедиться, что расчетный ток КЗ за нижестоящими выключателями отходящих линий не превосходит указанных значений. Снижение тока до этих значений обычно обеспечивается при построении схемы с помощью сопротивлений питающих сборку кабелей или с помощью установки на отходящих от сборки (щита) линиях токоограничивающих выключателей. Если условие (7-5) не выполняется, а неселективные отключения недопустимы, то либо применяют другой тип автоматического выключателя, либо вместо встроенной в выключатель защиты применяют выносную релейную.

Для выключателей серии «Электрон» $I_{c.m.тн} = 2,2 I_{c.o.}$. С учетом условия (7-5) получаем, что для селективного отключения КЗ ток срабатывания отсечки этих выключателей должен быть не менее:

$$I_{c.o.} \geq k_p k_y I_{кр}^{(3)} / 2,2, \quad (7-6)$$

где k_p – коэффициент разброса, равен 1,35; $I_{кр}^{(3)}$ – расчетный ток КЗ в точке за нижестоящим автоматическим выключателем, селективно с которым должен работать выключатель «Электрон»; k_y – ударный коэффициент при КЗ в той же точке, учитывается только при применении выключателя

«Электрон» с реле МТЗ-1, реагирующим на аperiodическую составляющую тока.

Если защита с выбранным по условию (7-6) током срабатывания отсечки не обладает достаточной чувствительностью при КЗ, то вместо максимального тока металлического КЗ в (7-6) подставляют значение среднего (наиболее вероятного) тока КЗ, не считаясь с редкими случаями неселективных отключений при металлических КЗ. Если чувствительность при этом все же недостаточна, то следует уменьшить ток срабатывания отсечки, не считаясь с требованием селективности (если это допустимо в данной электроустановке), или выполнить релейную защиту на вторичных реле.

Чувствительность отсечек при КЗ проверяют по выражениям (6-8) и (6-9), в которых $I_{кр}^{(2)}$ и $I_{кр}^{(1)}$ соответственно минимальный ток двух- и однофазного КЗ на защищаемом ште (сборке). При питании от маломощных генераторов и небольшой электрической удаленности точки КЗ ($x_{грисч} < 0,65$) чувствительность защиты от междуфазных КЗ, действующей с выдержкой времени, проверяется при установившемся токе трехфазного КЗ.

При недостаточной чувствительности выполняют такие же мероприятия, как и при защите электродвигателей. Кроме того, можно уменьшить номинальный ток питающего сборку автоматического выключателя, отключив от нее часть электродвигателей и подключив их на другие сборки, или разделив сборку на две или более частей с самостоятельными линиями питания (очень эффективное мероприятие, см. пример 7-1); отключать при самозапуске часть электродвигателей или обеспечить их поочередный самозапуск.

Выбор времени срабатывания отсечки. Если выключатели отходящих от сборки (щита) линий неселективные, то на выключателе питания сборки устанавливают минимальную уставку по шкале времени. Если выключатели отходящих линий селективные, то выдержка времени выключателя питания сборки (щита) определяется по выражению:

$$t_{с.о.л} \geq t_{с.о.л} + \Delta t, \quad (7-7)$$

где $t_{с.о.л}$ – выдержка времени срабатывания отсечки выключателя отходящей от сборки (щита) линии; Δt – ступень селективности, складывается из времени инерционного выбега (в течение которого еще возможно отключение выключателя после прекращения КЗ), разброса и запаса, принимается для выключателей АЗ700С, ВА55, ВА75 равной 0,1–0,15с; для серии «Электрон» – 0,2–0,25 с; для АВМ – 0,15–0,2 с.

Выдержки времени срабатывания отсечки последовательно включенных разнотипных селективных выключателей можно выбирать по выражению:

$$t_{с.о.посл} \geq k_{гр} \cdot t_{с.о.пред} + t_{ин.посл}, \quad (7-8)$$

где $t_{с.о.посл}$ и $t_{с.о.пред}$ – выдержки времени срабатывания отсечки выключателей последующего, расположенного ближе к источнику питания, и предыдущего, расположенного дальше от источника питания соответственно; $t_{ин.посл}$ – время инерционного выбега последующего выключателя, принимается по табл. 7.1; $k_{гр}$ – коэффициент, учитывающий разбросы времени срабатывания, принимается равным 1,15.

Таблица 7.1

Значения времени инерционного выбега защиты селективных автоматических выключателей

Тип автоматического выключателя	Уставка времени срабатывания отсечки $t_{с.о.л}$, с	Длительность протекания тока, при которой не срабатывает выключатель, с	Время инерционного выбега $t_{ин}$, с
АЗ700С	0,1	0,05	0,05
	0,25	0,17	0,08
	0,4	0,32	0,08
«Электрон»	0,25	0,1	0,15
	0,45	0,3	0,15
	0,7	0,55	0,15
ВА55, ВА75	0,1	0,05	0,05
	0,2	0,15	0,05
	0,3	0,25	0,05

Защита от перегрузки. Уставки и чувствительность защиты рассчитываются так же, как для электродвигателей, однако вместо $I_{н.дв}$ учитывается $I_{гр.б.макс}$. Для защиты вводов от трансформаторов принимают $I_{гр.б.макс} = (1,0 \div 1,4) I_{н.т}$ с учетом допустимой перегрузки трансформаторов. Время действия защиты $t_{с.з}$ задается при токе самозапуска $I_{с.з}$ или токе $\sum_{i=1}^{n-1} I_{гр.б.макс i} + I_{пуск.макс}$ и принимается в 1,5–2 раза больше длительности самозапуска или пуска электродвигателей.

Если защита от перегрузки используется для отключений однофазных КЗ, то необходимо:

– для электроустановок, введенных в работу до 2003 года, проверить ее чувствительность по выражениям (6-15), (6-16), (6-17), в которых $I_{кр}^{(1)}$ – ток однофазного КЗ на защищаемой сборке (щите);

– для новых и реконструируемых электроустановок следует учитывать требования недавно изданной главы 1.7 ПУЭ седьмого издания [2],

введенной в действие с 1 января 2003 года, и обеспечить отключение однофазного КЗ с временем не более 5 с.

Встроенная защита от однофазных КЗ. Встроенной защитой от однофазных КЗ могут снабжаться (по заказу) автоматические выключатели серии ВА с полупроводниковым расцепителем БПР. Ток срабатывания защиты не регулируется и составляет $(0,5-1)I_{н.расц}$, время срабатывания равно времени срабатывания отсечки в определяется условием (7-7), отдельная рукоятка регулировки времени отсутствует.

Применение этой встроенной защиты от однофазных КЗ для выключателей питания щита (сборки) не всегда возможно, так как отсутствие регулировки тока срабатывания не позволяет согласовать ее с токовыми защитами нулевой последовательности (при их отсутствии – с отсечками автоматических выключателей) отходящих от щита (сборки) линий и отстроить ее от несимметричной нагрузки (о выборе уставок защиты – см. главу 9). Это может приводить к неселективным отключениям щита (сборки) при однофазных КЗ на отходящих линиях, а также и в рабочих режимах. Указанную встроенную защиту от однофазных КЗ для вводных выключателей щитов (сборок) рекомендуется применять в следующих случаях: если ток срабатывания защит нулевой последовательности (при их отсутствии – токовых отсечек выключателей) отходящих от щита (сборки) линий не превышает $0,4I_{н.расц}$ вводного выключателя; на вводных выключателях щитов (сборок) неответственных электроустановок, если неселективные отключения допустимы. В остальных случаях для отключения однофазных КЗ следует использовать выносную токовую релейную защиту нулевой последовательности, токовую отсечку выключателя или зависимый элемент расцепителя.

Пример 7-1. Рассчитать уставки защиты автоматического выключателя АЗ794С питания сборки для схемы рис. 7-2, а. Сборка питается двумя параллельными кабелями сечением $3 \times 185 + 1 \times 50$ с алюминиевыми жилами в алюминиевой оболочке длиной 160 м. К ней подключены шесть двигателей мощностью по 40 кВт, с номинальным током 79,3 А и пусковым 555 А. Двигатели служат для привода центробежных насосов и не подвержены перегрузке. В цепях двигателей установлены выключатели АЕ2056, имеющие номинальный ток 100 А и ток срабатывания отсечки 1200 А. От сборки до двигателей проложены кабели сечением $3 \times 35 + 1 \times 16$ длиной по 10 м. Одновременно могут работать, а также участвовать в самозапуске все двигатели. Шины 0,4 кВ питаются от трансформатора мощностью 630 кВ·А (Δ/Υ , $u_k = 5,5\%$), подключенного к мощной энергосистеме ($x_c = 0,1x_1$).

Решение. Определим ток самозапуска двигателей с учетом влияния сопротивления внешней сети. Сопротивление элементов схемы: трансформатора $x_T = 13,5$ мОм, $r_T = 3,4$ мОм; питающей системы $x_c = 1,35$ мОм; двух параллельных кабелей питания сборки по формуле (2-11) $x_{к1} = 0,056 \cdot 160 / 2 = 4,48$ мОм, $r_{к1} = 0,208 \cdot 160 / 2 = 16,6$ мОм; шести параллельных кабелей от сборки до двигателей $x_{к2} = 0,061 \cdot 10 / 6 = 0,1$ мОм, $r_{к2} = 1,1 \cdot 10 / 6 = 1,83$ мОм; шести самозапускающихся двигателей по формулам

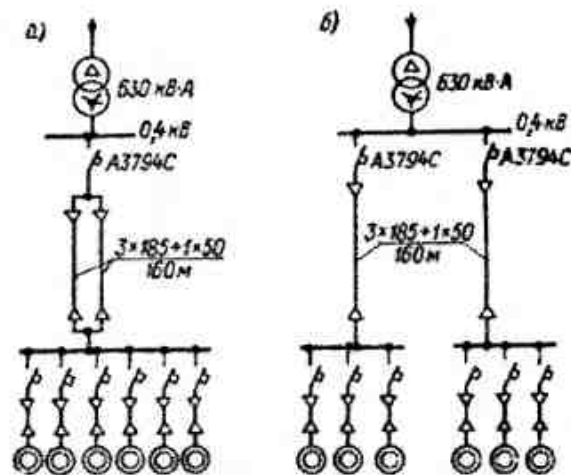


Рис. 7-2. Схема к примеру 7-1: а – до реконструкции; б – после реконструкции

(6-3) (6-5) $z_{дв.эки} = 380 \cdot 10^3 / (\sqrt{3} \cdot 555 \cdot 6) = 66$ мОм, $r_{дв.эки} = 0,25 \cdot 66 = 16,5$ мОм, $x_{дв.эки} = \sqrt{66^2 - 16,5^2} = 63,9$ мОм. Ток самозапуска шести двигателей найдем по формуле (6-7):

$$I_{сп} = 6 \cdot 555 \cdot 66 / \sqrt{(3,4 + 16,6 + 1,83 + 16,5)^2 + (1,35 + 13,5 + 4,48 + 0,1 + 63,9)^2} = 2400 \text{ А.}$$

Ток срабатывания отсечки выключателя АЗ794С: по условию (7-1) $I_{с0} \geq 1,5 \cdot 2,4 = 3,6$ кА, по условию (7-4): $I_{с0} \geq 1,5 \cdot 1,2 = 1,8$ кА, принимаем $I_{с0} = 3,6$ кА. Токи трехфазного и однофазного КЗ на сборке с учетом переходных сопротивлений (см. рис. П1-2, в и П1-9, в) составляют соответственно 5,7 и 4,3 кА. Чувствительность отсечки недостаточна: при двухфазном КЗ $k_{сР}^{(2)} = 0,87 \cdot 5,7 / 3,6 = 1,38$, т. е. меньше 1,43; при однофазном $k_{сР}^{(1)} = 4,3 / 3,6 = 1,19$, т. е. меньше 1,43.

Для повышения чувствительности защиты можно выполнить одно из рекомендованных выше мероприятий: пересмотреть схему питания сборки. Разделим эту сборку на две отдельные сборки (от каждой из которых будут питаться по три двигателя), питание каждой из них осуществим по одному из существующих кабелей от отдельных выключателей (рис. 7-2, б). Сопротивление каждого питающего кабеля до сборки составит $x_{к1} = 8,96$ мОм; $r_{к1} = 33,2$ мОм. Сопротивление трех параллельных кабелей от сборки до двигателей $x_{к2} = 0,2$ мОм; $r_{к2} = 3,66$ мОм. Сопротивление трех самозапускающихся двигателей $z_{дв.эки} = 132$ мОм, $r_{дв.эки} = 33$ мОм, $x_{дв.эки} = 127,8$ мОм. Ток самозапуска трех двигателей составит 1300 А, ток срабатывания отсечки выключателя АЗ794С – $I_{с0} = 1,96$ кА. Токи КЗ на сборке $I_{кР}^{(3)} = 4,0$ кА, $I_{кР}^{(1)} = 2,8$ кА. Коэффициент чувствительности при двухфазном КЗ $k_{сР}^{(2)} = 0,87 \cdot 4,0 / 1,96 = 1,77$; при однофазном КЗ

$k_{\text{нр}}^{(0)} = 2,8 / 1,96 = 1,43$ – достаточен. Ток срабатывания защиты от перегрузки по условию (6-10) может быть принят $I_{\text{с.п}} = (1,1 \cdot 1,2 / 0,97) \cdot 3 \cdot 79,3 = 323 \text{ А}$, а номинальный рабочий ток полупроводникового расцепителя (уставка по шкале) $I_{\text{н.р.об}} = 323 / 1,25 = 260 \text{ А}$.

Выбираем для установки в схему выключатель А3794С с номинальным током расцепителя 400 А, базовым номинальным током 320 А, номинальный рабочий ток которого регулируется в пределах 250–400 А, а ток срабатывания отсечки – в пределах (2–10) $I_{\text{н.р.об}}$. Рабочие уставки для наладки: ток срабатывания защиты перегрузки 323 А (уставка по шкале номинального рабочего тока 260 А), время срабатывания принимаем 10 с при токе 1300 А из условия отстройки от длительности самозапуска. Ток срабатывания отсечки принимаем 1960 А (уставка по шкале 1960/260 = 7,6), время срабатывания по условию селективности 0,1 с.

Проверяем выполнение условия (7-5). Ток мгновенного срабатывания выключателя А3794С составляет 20 кА, что больше максимального тока трехфазного металлического КЗ на сборке, значение которого по кривым рис. П1-2, в составляет 5,3 кА. Таким образом, условие (7-5) выполняется.

На первый взгляд кажется странным, что в примере 7-1 с помощью разделения нагрузок удалось обеспечить необходимую чувствительность защиты – ведь суммарное сечение, длина и нагрузка кабелей не изменились! Указанный эффект получился в результате электрического удаления места КЗ на сборке, при котором уменьшение тока КЗ из-за влияния переходных сопротивлений существенно меньше, чем уменьшение тока самозапуска. В самом деле, ток самозапуска уменьшился в 1,85 раза, а минимальный ток трехфазного КЗ – в 1,42 раза. Этот пример показывает, насколько значительно схемное решение влияет на возможности осуществления защиты сети.

8. ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА И ВЫПОЛНЕНИЯ ЗАЩИТЫ НА ВВОДНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯХ КТП

Согласование защит трансформатора и выключателей со стороны 0,4 кВ. Необходимо обеспечить селективность последовательно включенных защит выключателей отходящей от шин КТП линии, секционного и вводного КТП, трансформатора со стороны ВН. Для этого уставки защит выключателей 0,4 кВ согласуются между собой по выражениям (7-4) и (7-8). Защиту трансформатора согласуют с вводным или хотя бы с секционным выключателем, а если это невозможно (см. далее) – то с выключателями отходящих линий.

Для наглядности согласования используют карты селективности (рис. 8-1), на которых строят времятоковые характеристики согласуемых защит, при этом токи приводят к одному напряжению, например к 0,4 кВ. Селективность должна быть обеспечена при любых значениях тока вплоть до

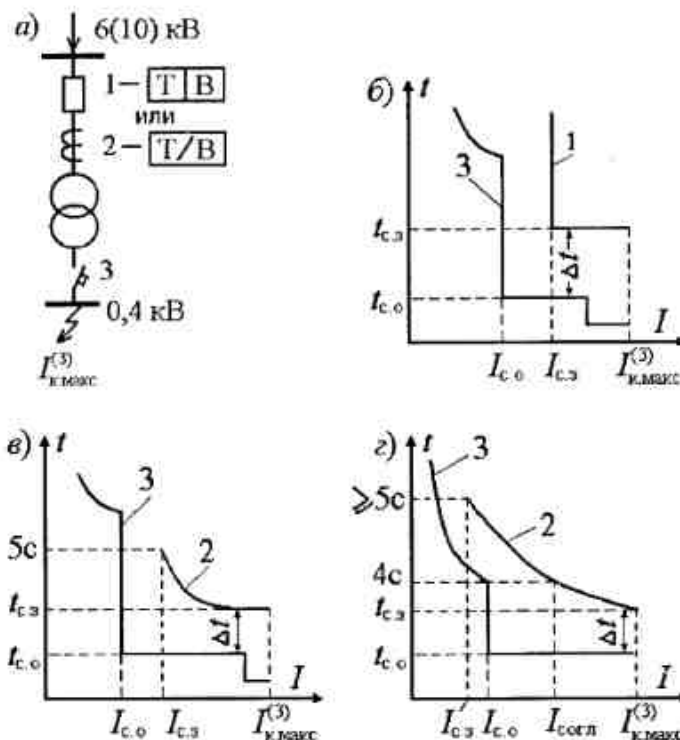


Рис. 8-1. Согласование релейной защиты трансформатора с автоматическими выключателями 0,4 кВ: а – поясняющая схема; б, в, г – карты селективности защит

максимального тока металлического трехфазного КЗ $I_{\text{к.макс}}^{(3)}$ за нижестоящим защитным аппаратом, или, по крайней мере, до наиболее вероятного расчетного значения тока КЗ, определяемого по формуле (2-5).

Согласование релейной защиты трансформатора, имеющей независимую от тока выдержку времени, выполненной с помощью реле типа РТ-40 и РВ или цифровых терминалов любых серий (характеристика 1), с защитными характеристиками автоматических выключателей 0,4 кВ показано на рис. 8-1, б. Максимальная токовая защита трансформатора обычно имеет выдержку времени $t_{\text{с.з}}$ примерно 1 с. Как видно из характеристик, согласование возможно только в области токов, превышающих ток срабатывания отсечки выключателя 0,4 кВ.

Согласование релейной защиты трансформатора, выполненной с помощью реле типов РТ-80, РТВ и имеющей зависящую от тока выдержку

времени (характеристика 2) с защитными характеристиками выключателей типов АЗ790, «Электрон», ВА и подобных (характеристика 3) показано на рис. 8-1, в. Максимальная токовая защита трансформатора имеет выдержку времени $t_{c.з}$ на независимой части характеристики не более 1–2 с, что соответствует времени срабатывания реле РТВ и РТ-80, равному 5–10 с при токе срабатывания. За расчетное время принимается 5 с при токе срабатывания. Это время меньше, чем время срабатывания защиты автоматического выключателя в конце зоны перегрузки, которое составляет обычно более 5–10 с. Поэтому, как видно из рис. 8-1, в, согласование также возможно только в области токов, превышающих ток срабатывания отсечки.

В указанных случаях установки срабатывания релейной защиты трансформатора по условию согласования с защитными характеристиками автоматических выключателей КТП определяют по выражениям:

$$I_{c.з} \geq k_{н.с} I_{c.о} \quad (8-1)$$

$$t_{c.з} \geq t_{c.о} + \Delta t \quad (8-2)$$

где $k_{н.с}$ – коэффициент надежности согласования, принимается по табл. 5.17; $I_{c.о}$ и $t_{c.о}$ – соответственно ток и время срабатывания отсечки автоматического выключателя, с защитой которого производится согласование; Δt – ступень селективности, для электрохимической защиты с независимой характеристикой принимается 0,4–0,5 с, для защиты с зависимой от тока характеристикой принимается в независимой части характеристики 0,5–0,6 с, в зависимой – не менее 1 с; для цифровых защит – 0,3–0,4 с.

В задании на наладку защиты время $t_{c.з}$ задается: для защиты с независимой характеристикой – при токе $I_{c.з}$ (или $2I_{c.з}$); для защиты с зависимой характеристикой – при токе $I_{н.в.с}^{(3)}$ или $I_{к.ср}^{(3)}$ за автоматическим выключателем, с защитой которого производится согласование.

Выражение (8-1) является только одним из условий выбора тока срабатывания защиты трансформатора. О других условиях (отстройки от максимального рабочего тока с учетом самозапуска электродвигателей, обеспечения чувствительности защиты) см. работу [39].

Согласование релейной защиты трансформатора, выполненной с помощью реле типов РТ-80, РТВ и имеющей зависимую характеристику, с автоматическими выключателями 0,4 кВ серии АВМ показано на рис. 8-1, г. Время срабатывания защиты от перегрузки этих выключателей при токе, близком к току срабатывания отсечки, не превышает 4 с, т.е. меньше, чем время срабатывания защиты трансформатора в начале защитной характеристики. Поэтому ток срабатывания защиты трансформатора может быть принят равным или даже несколько меньше тока срабатывания отсечки автомата, важно лишь обеспечить соответствующие ступени селективности по току и времени в любых точках защитных характеристик.

Пример 8-1. Выбрать установки максимальной токовой защиты трансформатора, установленной со стороны ВН и выполненной в двух фазах на реле РТ-80, по условию согласования с защитной характеристикой выключателя АВМ-20СВ, установленного со стороны 0,4 кВ трансформатора. Мощность трансформатора 1000 кВ·А, $u_k = 5,5\%$, Y/Δ , выключатель АВМ-20СВ имеет номинальный ток расцепителя 1600 А, установки $I_{c.з} = 3000$ А, $I_{c.н} = I_{н.в.с}$ (по шкале), $I_{c.о} = 8$ кА, $t_{c.о} = 0,4$ с.

Решение. Принимаем характеристику реле РТ-80 защиты трансформатора с выдержкой времени 1 с на независимой части характеристики (см. работы [13, 39], справочники по реле защит). Время срабатывания защиты от перегрузки выключателя АВМ при токе 8 кА не превышает 4 с (рис. 8-1, г). Назовем ток, при котором защита трансформатора срабатывает в течение 4 с, током согласования. Для надежного согласования защит ток согласования, с одной стороны, должен быть равен $I_{согл} = k_{н.с} I_{c.о} = 1,25 I_{c.о}$. С другой стороны, по принятой защитной характеристике реле РТ-80 устанавливаем, что в течение 4 с защита сработает при кратности тока к реле 150%, таким образом, $I_{согл} = 1,5 I_{c.з}$. Приравняв правые части полученных уравнений, имеем $I_{c.з} = (1,25/1,5) I_{c.о} = 0,83 \cdot I_{c.о} = 0,83 \cdot 8 = 6,7$ кА. По защитной характеристике реле строим характеристику защиты трансформатора: при 1,5-кратном токе ($1,5 \cdot 6,7 = 10$ кА) реле сработает за 4 с; при двухкратном токе ($2 \cdot 6,7 = 13,4$ кА) – за 2 с; при трехкратном токе ($3 \cdot 6,7 = 20$ кА) – за 1,2 с; при четырехкратном токе ($4 \cdot 6,7 = 26,8$ кА) – за 1 с. Построив характеристику защиты трансформатора, убеждаемся, что ступени селективности по времени вполне достаточны: при токе 8 кА примерно $6 - 4 = 2$ с, при максимальном токе КЗ за выключателем АВМ (24 кА) $1 - 0,4 = 0,6$ с. Контрольные точки для наладки защиты трансформатора: $I_{c.з} = 6,7$ кА (0,4 кВ); $t_{c.з} = 1$ с при токе 24 кА; $t_{c.з} \geq 5$ с при токе 8 кА (0,4 кВ); $t_{c.з} \geq 4$ с при токе $I_{согл} = 1,25 \cdot 8 = 10$ кА (0,4 кВ). Выбор тока срабатывания электромагнитного элемента реле РТ-80 здесь не рассматривается.

Коэффициент чувствительности защиты при междуфазных КЗ через переходные сопротивления даже при питании от мощной энергосистемы ($x_c = 0, I_{xT}$) близок к минимальному допустимому значению: для отсечки автомата $k_{н.с}^{(2)} = 0,87 \cdot 12/8 = 1,3$, для защиты трансформатора $k_{н.с}^{(2)} = 0,87 \cdot 12/6,7 = 1,56$. Поэтому при выборе тока срабатывания максимальной токовой защиты трансформатора часто отказываются от согласования с защитой вводного выключателя АВМ, а учитывают только условия отстройки от максимального рабочего тока, самозапуска электродвигателей и согласования с защитами отходящих от шин 0,4 кВ линий.

При защите трансформатора со стороны ВН высоковольтными предохранителями номинальный ток плавкой вставки обычно выбирают из условия $I_{н.в.с} \approx 2I_{н.т}$. Селективность проверяют аналогично, сопоставляя защитные характеристики высоковольтного предохранителя (с учетом возможного 20%-ного разброса срабатывания по току) и автоматических выключателей 0,4 кВ.

Особенности защиты КТП с вводными выключателями АВМ. Выключатели АВМ имеют слишком высокий нижний предел и малый диапазон регулирования тока срабатывания отсечки (8–10 кА). Из-за этого в большинстве случаев невозможно обеспечить чувствительность отсечек секционного и вводного автоматических выключателей КТП при КЗ через

переходные сопротивления и их селективность с релейной защитой трансформатора со стороны ВН.

Пример 8-2. Выполним анализ защит КТП с двумя трансформаторами мощностью 630 кВ·А, $u_k = 5,5\%$, номинальный ток трансформатора со стороны 0,4 кВ $I_{н.т} = 910$ А (см. рис. 1-1). Вводный и секционный выключатели КТП типа АВМ-15С (номинальный ток расцепителя 1000 А) имеют защиту от перегрузки и отсечку со следующими пределами регулирования: $I_{с.п} = 1250-2000$ А, $t_{с.п} = t_{\min} - t_{ср} - t_{\max}$ (по шкале), что соответствует примерно 2-4 с на независимой части характеристики защиты от перегрузки; $I_{с.0} = 8-10$ кА, $t_{с.0} = 0,4-0,6$ с. Исходя из пределов регулирования уставок, условий селективности секционного и вводного выключателей и наилучшей отстройки от токов самозапуска, можно однозначно, без расчетов, принять следующие уставки: на секционном выключателе $I_{с.п} = 1500$ А, $t_{с.п} = t_{ср}$, $I_{с.0} = 8$ кА, $t_{с.0} = 0,4$ с; на вводном $I_{с.п} = 2000$ А, $t_{с.п} = t_{\max}$, $I_{с.0} = 10$ кА, $t_{с.0} = 0,6$ с. Характеристики защит показаны на рис. 8-2.

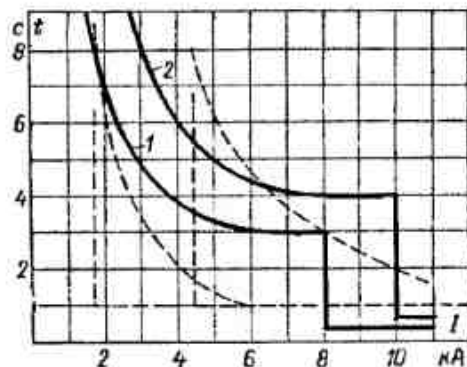


Рис. 8-2. Карта селективности защит к примеру 8-2:

пунктирные линии — возможные характеристики максимальной токовой защиты трансформатора со стороны ВН; 1 — секционный автомат; 2 — вводный

Со стороны высокого напряжения могут быть установлены максимальные токовые защиты с независимой или зависимой характеристикой. В общем случае их ток срабатывания, выбранный с учетом отстройки от токов самозапуска и согласования с защитами отходящих линий 0,4 кВ, может составлять $(2-5)I_{н.т}$; время срабатывания обычно составляет не более 1 с на независимой части характеристики (рис. 8-2).

Как видно из приведенных характеристик, защита со стороны высокого напряжения неселективна не только с вводным, но даже с секционным выключателем АВМ. В результате при возникновении КЗ на одной из секций 0,4 кВ (или отходящей линии при отказе автомата линии) может отключиться один трансформатор, а после АВР — другой (в современных схемах выполняют запрет АВР при КЗ на шинах). При одностороннем питании и КЗ за секционным автоматом также возможно погашение всей подстанции. Увеличение тока срабатывания защиты трансформатора с целью обеспечения селективности с секционным автоматом приводит для защиты с независимой характеристикой к недопустимому снижению чувствительности защиты, для защит с зависимой ха-

рактеристикой — к чрезмерному увеличению тока срабатывания (до $6 I_{н.т}$), при котором чувствительность защиты находится на пределах допустимых значений, а при питании от малоомощной системы — ниже нормы.

Чувствительность отсечки вводного и секционного автоматов при КЗ на шинах через переходные сопротивления не обеспечивается даже при питании от мощной энергосистемы: для вводного $k_{ср}^{(2)} = 0,867 \cdot 9,8 / 10 = 0,85$, что меньше 1,21; для секционного $k_{ср}^{(2)} = 0,867 \cdot 9,8 / 8 = 1,07$, т.е. меньше 1,21.

Поэтому от согласования защиты трансформатора с этими выключателями приходится отказываться и согласовывать ее только с защитами отходящих от шин 0,4 кВ линий. При этом релейная защита трансформатора обладает более высокой (по сравнению с вводным и секционным выключателями) чувствительностью и обеспечивает отключение минимальных токов КЗ через переходные сопротивления.

Иногда для повышения чувствительности отсечки вводного и секционного выключателей АВМ используют регулировку за пределами заводской шкалы уставок, с помощью которой удается снизить ток срабатывания до 7 кА. В установках с малым током самозапуска для обеспечения селективности защиты секционного автомата с защитой трансформатора из часового механизма защиты от перегрузки вынимают анкерную скобку, а уставку по шкале времени (и тока) принимают максимальной. При этом защита от перегрузки превращается в селективную отсечку с малым током срабатывания, время срабатывания которой в зависимости от тока составляет: при $I_{с.п} = 0,7-1,5$ с; при $1,25 I_{с.п} = 0,5$ с; при $1,9 I_{с.п} = 0,3$ с; при $2,5 I_{с.п} = 0,2$ с.

Защита от перегрузки этих выключателей имеет слишком малое время срабатывания (2-4 с на независимой части характеристики) и низкий коэффициент возврата (0,5-0,6), что может приводить к излишним отключениям при самозапуске электродвигателей. В этом случае принимают максимальную уставку этой защиты по току и времени, а иногда вообще выводят ее из работы (см. также главу 6).

Особенности защиты КТП с вводными выключателями «Электрон». Расцепители этих выключателей имеют высокий нижний предел регулирования тока срабатывания отсечки, большие разбросы срабатывания и низкий коэффициент возврата. Это приводит к загромождению тока срабатывания защиты от перегрузки, не позволяет в некоторых случаях обеспечить чувствительность отсечки и ее селективность с защитой трансформатора со стороны ВН.

Значение тока мгновенного срабатывания третьей ступени защиты слишком мало ($2,2 I_{с.0}$). Поэтому выполнить одновременно требования селективности с защитами отходящих линий 0,4 кВ и чувствительности защиты также не удастся. Например, ток срабатывания отсечки $I_{с.0}$ по условию (7-6) селективности с защитами отходящих линий 0,4 кВ должен быть

не менее $1,35 \cdot I_{к.макс}^{(3)} / 2,2 = 0,61 \cdot I_{к.макс}^{(3)}$, а по условию чувствительности не более $0,867 \cdot I_{к.р}^{(3)} / 1,5 = 0,58 \cdot I_{к.р}^{(3)}$, причем $I_{к.р}^{(3)} < I_{к.макс}^{(3)}$. На практике при выборе уставок иногда приходится предпочесть либо селективность действия, либо обеспечение чувствительности. Для электроустановок, в которых последствия неселективных отключений очень велики, определяющим при выборе уставок вводного автомата КТП будет условие селективности, а отключение минимальных токов КЗ на шинах 0,4 кВ и резервирование защит отходящих линий возлагают на релейную защиту трансформатора, установленную со стороны ВН. При этом от согласования защиты трансформатора с защитой вводного выключателя «Электрон» приходится отказаться. Для электроустановок, в которых можно не считаться с неселективными отключениями, условия (7-5) и (7-6) не учитываются, определяющим здесь будет условие чувствительности.

Пример 8-3. Для схемы на рис. 1-1 выбрать вводный и секционный выключатели КТП типа «Электрон» с реле РМТ и рассчитать их уставки исходя из условия наименьших неселективных погашений КТП. Мощность трансформаторов принять 1600 кВ·А, соединение обмоток Δ/Υ , $I_{н.т} = 2300$ А, ток самозапуска нагрузки 5 кА. Сопротивление питающей энергосистемы $x_c = 0,1x_T$. Отходящие линии оснащены выключателями АЗ790. Наибольший ток срабатывания отсечки отходящих линий 2,5 кА, время срабатывания — 0,1 с.

Решение. Ток срабатывания защиты от перегрузки вводного выключателя по формуле (6-10) $I_{с.п} = 1,1 \cdot 1,35 \cdot 2300 / 0,75 = 4550$ А. Уставка номинального тока МТЗ $I_{н.мтз} = 4550 / 1,25 = 3640$ А. Подходит выключатель Э40В с номинальным базовым током $I_{н.б} = 4000$ А, уставка номинального тока по шкале $3640/4000 \approx 0,9$. Уставку по шкале времени принимаем 4 с при токе $6I_{н.мтз}$, что достаточно для отстройки от длительности самозапуска нагрузки [по характеристике на рис. 5-3 выключатель при токе 5 кА (кратности $5/3,64 \approx 1,4$) отключится через 200 с].

Ток срабатывания селективной отсечки вводного выключателя по условию несрабатывания при самозапуске (7-1) $I_{с.о} \geq 1,6 \cdot 5 = 8,0$ кА; по условию согласования с отсечками выключателей отходящих линий (7-4) $I_{с.о} \geq 1,5 \cdot 2,5 = 3,75$ кА.

Далее рассматриваем условие селективности (7-6) с защитами отходящих от шин КТП линий 0,4 кВ. Учитывая, что металлических КЗ почти не бывает, обеспечиваем селективность только при наиболее вероятном расчетном токе $I_{к.ср}^{(3)}$, значение которого определяется по формуле (2-5). По кривым рис. 11-1, а, б находим токи КЗ в начале отходящих линий (практически это КЗ на шинах КТП): $I_{к.макс}^{(3)} = 38$ кА, $I_{к.р}^{(3)} = I_{к.р}^{(1)} = 13,5$ кА. По формуле (2-5) $I_{к.ср}^{(3)} = (38 + 13,5) / 2 = 25,8$ кА. Тогда по формуле (7-6) $I_{с.о} = 1,35 \cdot 25,8 / 2,2 = 15,8$ кА.

Окончательно принимаем $I_{с.о} = 15,8$ кА, уставка по шкале $15,8/3,64 = 4,3$. Чувствительность отсечки не обеспечивается: $k_{ср}^{(2)} = 0,87 \cdot 13,5 / 15,7 = 0,75$, т.е. меньше 1,48. Поэтому возлагает отключение этих КЗ на релейную защиту трансформатора со стороны ВН. Ток ее срабатывания, рассчитанный по условию несрабатывания при максимальном рабочем токе с учетом самозапуска электродвигателей и согласования с защи-

тами отходящих от шин 0,4 кВ линий по выражениям, приведенным в работе [39], составляет 7,5 кА, а чувствительность (при трехрелейной схеме защиты) $k_{ср}^{(2)} = 13,5 / 7,5 = 1,8$, т.е. больше 1,5.

Учитывая малую вероятность возникновения КЗ в начале отходящих от КТП линий и значительно большую вероятность возникновения КЗ на сборках (сборки 1-4 на рис. 1-1) и отходящих от сборок линиях, иногда обеспечивают селективность вводного выключателя по условию (7-6) только при КЗ на этих сборках. В этом случае в выражение (7-6) подставляют значение тока КЗ $I_{к.макс}^{(3)}$ или $I_{к.ср}^{(3)}$ при КЗ на ближайшей (электрически) от КТП сборке.

Отметим, что если не учитывать условие (7-6) селективности вводного выключателя Э40В с защитами отходящих от КТП линий, то ток срабатывания его отсечки можно было бы снизить от 15,7 кА до 8 кА. Однако по шкале можно выставить только $3 \cdot 3,64 = 10,9$ кА.

Определяем ток срабатывания защиты от перегрузки секционного выключателя, считая, что через него проходит 0,7 номинального тока трансформатора: $I_{с.п} = 1,1 \cdot 1,35 \cdot 0,7 \cdot 2300 / 0,75 = 3190$ А. Уставка номинального тока МТЗ $I_{н.мтз} = 3190 / 1,25 = 2500$ А. Делаем вывод, что подходит выключатель Э25В, имеющий номинальный базовый ток $I_{н.б} = 2500$ А. Уставка номинального тока по шкале равна 1. Время срабатывания принимаем 4 с при токе $6I_{н.мтз}$ (по характеристикам на рис. 5-3 — примерно 100 с при токе 5 кА).

Ток срабатывания селективной отсечки секционного автомата по условию (7-1) $I_{с.о} \geq 1,6 \cdot 0,7 \cdot 5 = 5,6$ кА, по условию (7-4) $I_{с.о} \geq 1,5 \cdot 2,5 = 3,75$ кА. Принимаем минимальную уставку по шкале, равную $3I_{н.мтз} = 3 \cdot 2,5 = 7,5$ кА. Условие селективности с защитами отходящих линий (7-6) для секционного автомата не рассматриваем, учитывая, что в сравнительно редком режиме работы с включенным секционным выключателем важнее обеспечить селективность с защитой трансформатора. Для этого ток срабатывания защиты трансформатора по условию согласования с отсечкой секционного выключателя придется несколько увеличить, приняв его равным 8-9 кА, что допустимо по условию чувствительности.

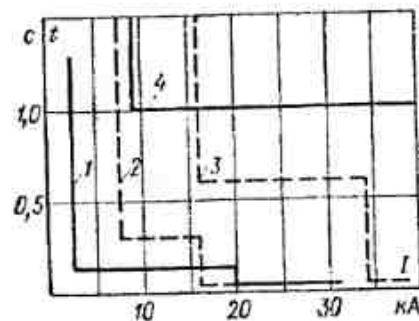


Рис. 8-3. Карта селективности защит к примеру 8-3: 1, 2, 3 — автоматы 0,4 кВ КТП отходящей линии, секционный и вводный соответственно; 4 — максимальная токовая защита трансформатора

Время срабатывания селективной отсечки выключателей по условию (7-7) при-

нимем: секционного – 0,45; вводного – 0,7 с. Время срабатывания максимальной токовой защиты трансформатора – 1 с. Характеристики защит показаны на рис. 8-3.

Особенности защиты КТП с вводными выключателями серии ВА. Защитные характеристики этих выключателей значительно лучше, чем выключателей АВМ и «Электрон», поэтому выбор уставок не вызывает затруднений. К недостаткам относятся большие разбросы тока срабатывания и отсутствие регулировки тока срабатывания встроенной защиты от однофазных КЗ (см. главу 7).

9. ВЫНОСНАЯ РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ, ЩИТОВ И СБОРОК

Выносная релейная защита (особенно цифровые терминалы) по сравнению с автоматическими выключателями прямого действия сложнее, дороже, требует организации оперативного тока и более квалифицированного персонала для обслуживания. Поэтому применение выносной релейной защиты должно быть обосновано.

Защита электродвигателей от всех видов КЗ и перегрузки (рис. 9-1). Применяется, если встроенные в автоматический выключатель защиты недостаточно чувствительны. Токсовая отсечка от междуфазных КЗ (реле $KA1$, $KA3$) и защита от однофазных КЗ (реле $KA4$) действуют на отключение выключателя Q (независимый расцепитель YAT) без выдержки времени. Реле $KA4$ включено на фильтр токов нулевой последовательности

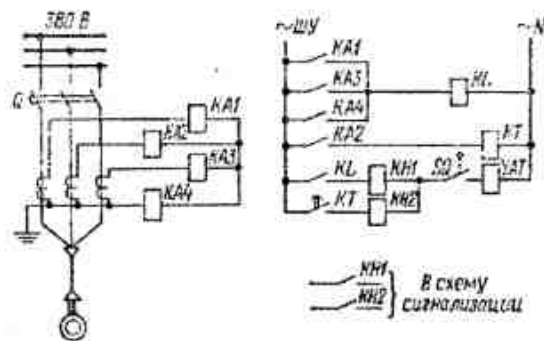


Рис. 9-1. Релейная защита электродвигателя от междуфазных и однофазных КЗ и перегрузки: $KA1$ – $KA4$ – реле тока РТ-40; KT – реле времени РВ-247; KL – промежуточное реле РП-25; $KH1$, $KH2$ – реле указательные РУ-21/0,5

(в нулевой провод трех трансформаторов тока) и поэтому реагирует только на ток замыкания на землю. Защита от перегрузки (реле $KA2$) действует с

выдержкой времени на отключение или на сигнал (в последнем случае контакт KT включается в цепь сигнализации). Шинки переменного оперативного тока $\sim ШУ$ питаются от трех независимых источников, при их отсутствии применяется постоянный оперативный ток от аккумуляторной батареи.

Ток срабатывания токовой отсечки определяется по выражению (6-1), в котором принимается $k_n = 1,4 \div 1,5$. Коэффициент чувствительности при двухфазном металлическом КЗ на зажимах электродвигателя должен быть не менее 1,5, допускается его снижение до 1,2 при КЗ через переходные

$$\text{сопротивления: } k_{\text{н}}^{(2)} = \frac{0,867 I_{\text{к.мин}}^{(3)}}{I_{\text{с.о}}} \geq 1,5; \quad k_{\text{н}}^{(2)} = \frac{0,867 I_{\text{к.в}}^{(3)}}{I_{\text{с.о}}} \geq 1,2.$$

Ток срабатывания защиты от однофазных КЗ выбирается из условия отстройки от тока небаланса фильтра токов нулевой последовательности, возникающего вследствие неодинаковых характеристик трансформаторов тока, возможной несимметрии напряжений и токов фаз [34, 40]. С учетом увеличения тока небаланса при пуске электродвигателя ток срабатывания защиты принимается равным $(0,5 \div 1,0) I_{\text{н.дв}}$. Поскольку эта защита по принципу действия не требует отстройки от пускового тока электродвигателя, то выигрыш в чувствительности по сравнению с токовой отсечкой получается весьма существенным. Коэффициент чувствительности при однофазном КЗ через переходные сопротивления на зажимах электродвигателя

$$\text{должен быть не менее 1,5: } k_{\text{н}}^{(1)} = \frac{I_{\text{н.дв}}^{(1)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,5.$$

Ток срабатывания защиты от перегрузки определяется по выражению (6-10), в котором принимаются $k_n = 1,05 \div 1,1$; $k_n = 0,8$; время срабатывания – по формуле (6-14).

Поскольку защита должна реагировать на все виды КЗ, то в сетях с глухозаземленной нейтралью нельзя использовать двухрелейную схему включения трансформаторов тока и реле, если нет специальной защиты от однофазных КЗ. Например, если в схеме рис. 9-1 исключить реле $KA4$, то для обеспечения отключения междуфазных и однофазных КЗ реле $KA1$, $KA2$, $KA3$ необходимо использовать, как токовую отсечку.

Защита электродвигателей от однофазных КЗ (рис. 9-2). Применяется, если встроенные в автоматический выключатель защиты не обеспечивают отключение однофазных КЗ. Для защиты устанавливают кабельный трансформатор тока нулевой последовательности $ТНН$ типа ТЗЛМ (ТЗЛ, ТЗР, ТКР и др.), сквозь окно которого пропускают все три фазы кабеля, и токовое реле KA типа РТ-40 с номинальным током 0,2; 2 или 6 А. Трансформаторы тока этих типов имеют очень небольшую мощность, так как в качестве первичной обмотки имеют только жилы кабеля (один виток). Поэтому значение вторичного тока сильно зависит от сопротивления вторич-

ной нагрузки (реле и соединительных проводов). Наибольшую мощность трансформатор тока отдает, если значение сопротивления нагрузки z_n близко к значению внутреннего сопротивления намагничивания самого трансформатора тока на холостом ходу $z_{ТТ}$.

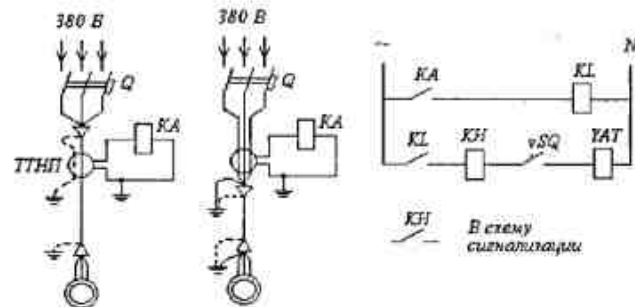


Рис. 9-2. Релейная защита электродвигателя от однофазных КЗ:
КА - реле тока РТ-40; KL - промежуточное реле РП-25;
KH - указательное реле РУ-21/0,5

Поэтому для обеспечения максимальной чувствительности защиты к каждому ТТНП подбирают соответствующее токовое реле, имеющее подходящее сопротивление. Например, если реле РТ-40/0,2 подключить к трансформатору тока ТЗЛМ, то минимальное значение первичного тока срабатывания получится примерно 8,6 А, к трансформатору тока ТЗРЛ - 20 А, к трансформатору тока ТЗЛ - 7 А. Таким образом, минимальный первичный ток срабатывания защиты в зависимости от типа токового реле и трансформатора тока составляет 5-150 А.

Для защиты электродвигателя рекомендуется принимать уставку $I_{с.з} = (0,5 \div 1,0) I_{н.дв}$. Коэффициент чувствительности защиты при КЗ на выводах двигателя должен быть не менее 1,5. Схема может выполняться на переменном или постоянном оперативном токе, соответственно подбираются и параметры реле KL, KH и независимого расцепителя YAT.

Если разделка кабеля выполнена между ТТНП и автоматическим выключателем, то для предотвращения излишних отключений при КЗ на соседних линиях или от блуждающих токов, замыкающихся на броне кабеля, заземляющий проводник брони кабеля подсоединяют по бифилярной схеме - пропускают обратно сквозь окно ТТНП рядом с кабелем. На участке между ТТНП и кабельной воронкой изолируют от земли и корпуса ТТНП металлическую оболочку, броню, концевую воронку кабеля и проводник заземления. При использовании четвертой жилы кабеля в качестве зануляющего проводника (например, во взрывоопасных установках) ее следует подсоединять так же, как заземляющий проводник брони, или разместить

ТТНП между разделкой кабеля и автоматическим выключателем, а проводники заземления и зануления подключить помимо ТТНП.

Если надежный источник оперативного тока отсутствует, то на практике иногда применяют упрощенные нетиповые схемы (рис. 9-3).

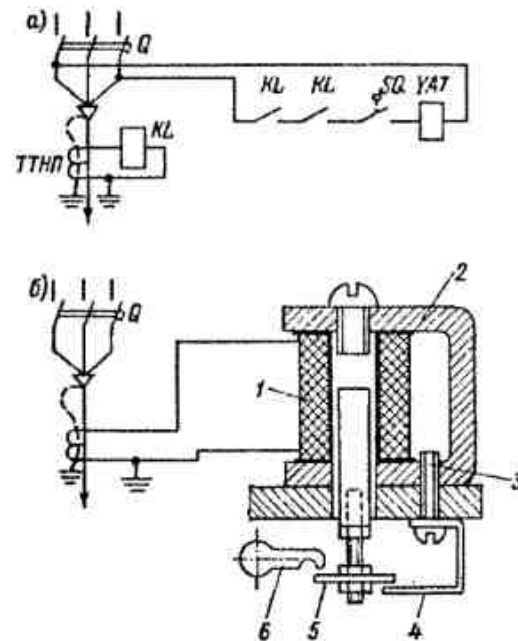


Рис. 9-3. Схемы нетиповой релейной защиты от однофазных КЗ косвенного (а) и прямого (б) действия

В схеме на рис. 9-3, а для отключения используется междуфазное напряжение 380 В самого защищаемого присоединения. Поскольку при однофазном КЗ напряжение может понизиться до 220 В, то независимый расцепитель YAT используется на напряжение 220 В - это не представляет опасности для катушки YAT ввиду кратковременности действия защиты. В этой схеме защиты нельзя применить обычное токовое реле из-за опасности приваривания его контактов. Поэтому вместо токового реле устанавливают реле типа МКУ-48 (или подобное), однако его обмотка перематывается. Например, если применить ТТНП типа ТКР, а обмотку реле выполнить из 85 витков провода ПЭВ диаметром 0,9-1 мм, то первичный ток срабатывания не превышает 50-100 А. Для повышения коммутационной способности в цепь отключения включают два контакта последовательно.

Для находящихся в эксплуатации присоединений с выключателями

АЗ130, АЗ140 и при отсутствии независимого расцепителя можно выполнить защиту от однофазных КЗ с помощью специально изготовленного реле прямого действия (рис. 9-3, б), устанавливаемого на блоке расцепителей со стороны одного из крайних полюсов и подсоединяемого непосредственно к ТТНП. Магнитопровод реле 2 изготавливается из стали толщиной 4-5 мм и прикрепляется к блоку тремя винтами 3 (на рисунке показан один). Используется катушка от указательного реле с номинальным током 1 А. К сердечнику с помощью шпильки и гайки крепится шайба 5, которая при втягивании сердечника поворачивает отключающую рейку расцепителя 6. В нижнем положении сердечник удерживается от выпадания латунной скобой 4. Для надежного отключения при втягивании сердечника должен быть обеспечен свободный ход, а после удара шайбы по рейке расцепителя и при их дальнейшем совместном ходе — касание только по краю рейки. Для этого рейка расцепителя несколько обтачивается, после чего имеет форму «клюва» (см. рисунок). Монтажу рассмотренного устройства обычно мешает тепловая защита, поэтому на этом полюсе она демонтируется. Ток срабатывания рассмотренной защиты не превышает 100-150 А. Все винты и гайки заливают краской для предотвращения самоотвинчивания.

Рассмотренные выносные защиты от однофазных КЗ обычно настраивают первичным током непосредственно от нагрузочного устройства, поэтому вторичные токи срабатывания реле не указывают.

Защита щитов от всех видов КЗ (рис. 9-4). Применяется на вводах НН в щиты после понижающих трансформаторов, если защитные характеристики автоматических выключателей не обеспечивают селективности или чувствительности защиты.

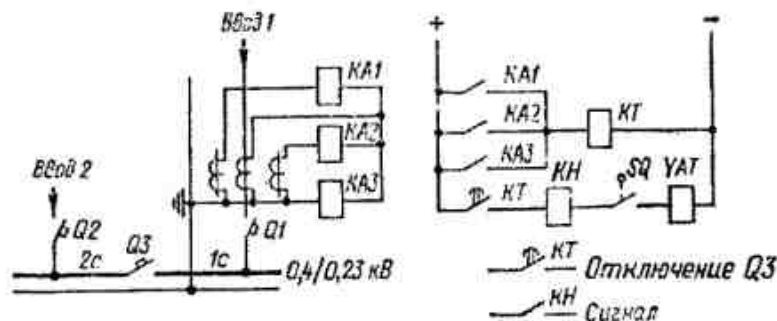


Рис. 9-4. Релейная защита от междуфазных и однофазных КЗ ввода в щит 0,4 кВ: KA1-KA3 — реле тока РТ-40; КТ — реле времени РВ-122; KH — реле указательное РУ-21/0,5

Состав защиты: максимальная токовая защита (реле KA1, KA2), защита от однофазных КЗ (реле KA3). Защита с первой выдержкой времени отключает секционный выключатель Q3, со второй — вводный выключатель

Q1. Возможно действие на отключение выключателя со стороны ВН понижающего трансформатора, для этого дополнительно устанавливают выходное реле защиты.

Ток срабатывания защиты $I_{сз}$ от междуфазных КЗ принимается по условиям (7-1)-(7-4), в которых значения $k_{нс}$ принимаются по табл. 5.17, а значения k_n — такие же, как при расчетах релейной защиты в сетях напряжением выше 1000 В (для РТ-40 $k_n = 1,2$). Коэффициент чувствительности защиты при двухфазном металлическом КЗ на щите должен быть не менее 1,5, допускается его снижение до 1,2 при КЗ через переходные сопротивления.

Ток срабатывания защиты от однофазных КЗ принимается наибольшим, исходя из следующих условий:

1) согласование по чувствительности с защитами от однофазных КЗ отходящих от щита (сборки) линий

$$I_{сз} \geq k_{нс} I_{сз.л} \quad (9-1)$$

где $I_{сз.л}$ — наибольший ток срабатывания защиты от однофазных КЗ отходящих от щита (сборки) линий, при отсутствии специальных (встроенных в выключатели или выносных релейных) защит от однофазных КЗ принимается равным наибольшему току срабатывания отсечки выключателей отходящих линий; $k_{нс}$ — принимается по табл. 5.17.

Если отходящие линии защищаются предохранителями, то согласование производится, как указано в главе 10;

2) несрабатывание при наибольшем допустимом токе в нулевом проводе понижающего трансформатора при несимметричной нагрузке.

Для трансформаторов со схемой соединения обмоток Y/Y_н допустимый ток небаланса составляет $0,25 I_{н.т}$, соответственно

$$I_{сз} \geq k_n \cdot 0,25 I_{н.т} = 0,5 \cdot I_{н.т} \quad (9-2)$$

где k_n — коэффициент надежности, принимается равным 1,4-2;

Для трансформаторов со схемой соединения обмоток Δ/Y допустимый ток небаланса составляет $0,75 I_{н.т}$, соответственно

$$I_{сз} \geq k_n \cdot 0,75 I_{н.т} = I_{н.т} \quad (9-3)$$

Однако реальный ток небаланса обычно не превышает $(0,1-0,3) I_{н.т}$, поскольку при проектировании сети однофазные нагрузки распределяют по фазам равномерно, и расчет по выражению (9-3) дает завышенные значения $I_{сз}$ [55]. Это уменьшает чувствительность защиты и сокращает зону резервирования, особенно при применении трансформаторов большой мощности 1600 и 2500 кВ·А. Поэтому вместо допустимого тока небаланса в выражении (9-3) рекомендуется учитывать реальный ток небаланса, или принимать

$$I_{сз} \geq 0,6 \cdot I_{н.т} \quad (9-3а)$$

3) обеспечение достаточной чувствительности при КЗ в основной зоне

$$k_{\text{нР}}^{(1)} = I_{\text{нР}}^{(1)} / I_{\text{сз}} \geq 1,5, \quad (9-4)$$

где $I_{\text{нР}}^{(1)}$ — ток однофазного КЗ через переходные сопротивления на шинах щита 0,4 кВ КТП.

Следует также стремиться обеспечить резервирование защит отходящих линий 0,4 кВ, при КЗ в зоне резервирования $k_{\text{нР}}^{(1)} \geq 1,2$.

Время срабатывания защиты на отключение секционного выключателя принимается больше времени срабатывания защит отходящих линий на ступень селективности $\Delta t = 0,2-0,4$ с (в зависимости от разбросов реле времени), и с такой же ступенью — на отключение выключателя ввода.

Защита щита 0,4 кВ от однофазных КЗ (рис. 9-5). Применяется в промышленных КТП как типовая защита для вводов от понижающих трансформаторов. Выполняется с помощью токового реле *КА*, включаемого через трансформатор тока в нейтраль силового трансформатора. Тип реле *КА* зависит от аппаратов защиты отходящих от шин КТП линий.

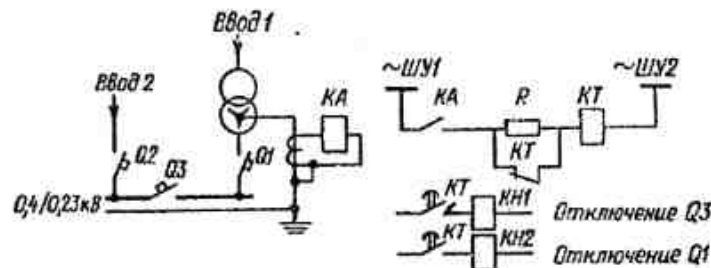


Рис. 9-5. Релейная защита от однофазных КЗ трансформатора и щита 0,4 кВ КТП

В большинстве случаев для защиты линий устанавливают автоматические выключатели с отсечками. Поэтому применяется реле РТ-40, позволяющее получить независимую характеристику защиты. Это обеспечивает значительно большее быстроедействие по сравнению с защитой, имеющей зависимую характеристику, что особенно важно для уменьшения размеров повреждений, а также предотвращения опасности загорания кабелей при КЗ в сети 0,4 кВ при отказе автомата отходящей линии. При срабатывании реле *КА* запускает своим контактом реле времени *КТ*, которое импульсным контактом отключает секционный выключатель, а упорным — вводный, а также выключатель ВН питающего трансформатора (для этого дополнительно устанавливают выходное реле защиты).

Для питания оперативных цепей защиты требуется надежный источник оперативного тока, постоянного или переменного. В типовых схемах общепромышленных КТП оперативные цепи часто подключают непосред-

ственно после силового трансформатора на напряжение 380 В. При однофазном КЗ в сети напряжение в оперативных цепях может снизиться до 220 В. То же может быть и на двухтрансформаторных подстанциях, оборудованных устройством АВР оперативных цепей, если один из трансформаторов выведен в ремонт. Чтобы обеспечить в этом случае срабатывание защиты, реле времени *КТ* (типа РВ-228) применяется с номинальным напряжением катушки 220 В. Последовательно с катушкой включается зашунтированное размыкающим контактом этого реле сопротивление *R* (ПЭВ-50; 2,3–2,5 кОм), подобранное таким образом, чтобы обеспечить, с одной стороны, термическую стойкость реле при напряжении в оперативных цепях 380 В, а с другой — удержание реле после срабатывания при напряжении 220 В. Указательные реле *КН1* и *КН2* и отключающие катушки выключателей настраивают на четкое срабатывание при напряжении 220 В.

Если для защиты линий устанавливаются предохранители, то применяется реле типа РТ-80. В этом реле используют только индукционный элемент, создающий зависимую от тока выдержку времени на замыкание контактов. Электромагнитный элемент реле (отсечку) выводят из работы, для чего на шкале отсечки выставляют максимальную уставку. Схема защиты выполняется аналогично рис. 9-5.

Уставки срабатывания выбирают, как указано выше.

Защита сборки от однофазных КЗ. Применяется при недостаточной чувствительности защиты автоматического выключателя при однофазных КЗ. Выполняется с помощью трехтрансформаторного фильтра токов нулевой последовательности или ТНП аналогично защите электродвигателей с той разницей, что вместо промежуточного реле *КЛ* устанавливают реле времени. Ток срабатывания принимают наибольшим из условий (9-1) и (9-5):

$$I_{\text{сз}} \geq k_{\text{н}} I_{\text{нб}}, \quad (9-5)$$

где $I_{\text{нб}}$ — ток небаланса (несимметричной нагрузки), принимается равным допустимому току нулевой жилы питающего сборки кабеля, определяется по таблицам ПУЭ [1]; $k_{\text{н}}$ — коэффициент надежности, принимается равным 1,2–1,3.

Коэффициент чувствительности защиты при однофазном КЗ через переходные сопротивления на защищаемой сборке должен быть не менее 1,5. Время срабатывания защиты принимается на ступень 0,2–0,3 с больше времени срабатывания защит отходящих от сборки линий.

10. ВЫБОР ПЛАВКИХ ПРЕДОХРАНИТЕЛЕЙ

Предохранители широко применялись для защиты сетей напряжением 0,4 кВ до середины прошлого столетия. Их большое распространение объяснялось простотой и дешевизной этого аппарата защиты. В 60-х годах бурное развитие получает автоматизация технологических процессов, что потребовало более совершенной и надежной защиты, чем предохранители. Началось массовое внедрение автоматических выключателей. Техническое управление по эксплуатации энергосистем выпустило эксплуатационный циркуляр [41], в котором указано на недостатки предохранителей (они приведены в конце главы) и предписано заменить их автоматическими выключателями.

Тем не менее, в электрических сетях напряжением 0,4 кВ промышленных и сельскохозяйственных предприятий попрежнему во многих случаях используются предохранители.

Параметры предохранителей. Основные типы: ПР-2 – разборные, без наполнителя; ПН2 и ПП17 – разборные, с наполнителем (кварцевый песок); НПН – неразборные, с наполнителем (табл. 10.1). Разборные предохранители допускают замену плавких вставок. В зависимости от заказа предохранители ПН2 и ПП17 поставляются: без указателя срабатывания и свободного контакта вспомогательной цепи; с указателем срабатывания и

Таблица 10.1

Технические параметры предохранителей 380 В

Тип	Номинальный ток, А		Предельный отключаемый ток*, кА
	патрона предохранителя	плавкой вставки	
НПН2	60	6; 10; 16; 20; 25; 32; 40; 63	10
ПН2-100	100	31,5; 40; 50; 63; 80; 100	100
ПН2-250	250	80; 100; 125; 160; 200; 250	100
ПН2-400	400	200; 250; 315; 355; 400	40
ПН2-600	630	315; 400; 500; 630	25
ПП17	1000	500; 630; 800; 1000	120
ПР-2	15	6; 10; 15	0,8/8
	60	15; 20; 25; 35; 45; 60	1,8/4,5
	100	60; 80; 100	6/11
	200	100; 125; 160; 200	6/11
	350	200; 235; 260; 300; 350	6/13
	600	350; 430; 500; 600	13/23
	1000	600; 700; 850; 1000	15/20

* Действующее значение периодической составляющей ожидаемого тока КЗ. Для ПР-2 данные в числителе относятся к исполнению 1 (короткие предохранители), в знаменателе к исполнению 2 (длинные предохранители).

замыкающим (или размыкающим) вспомогательным контактом; с указателем срабатывания. Защитные характеристики приведены на рис. 10-1 и 10-2.

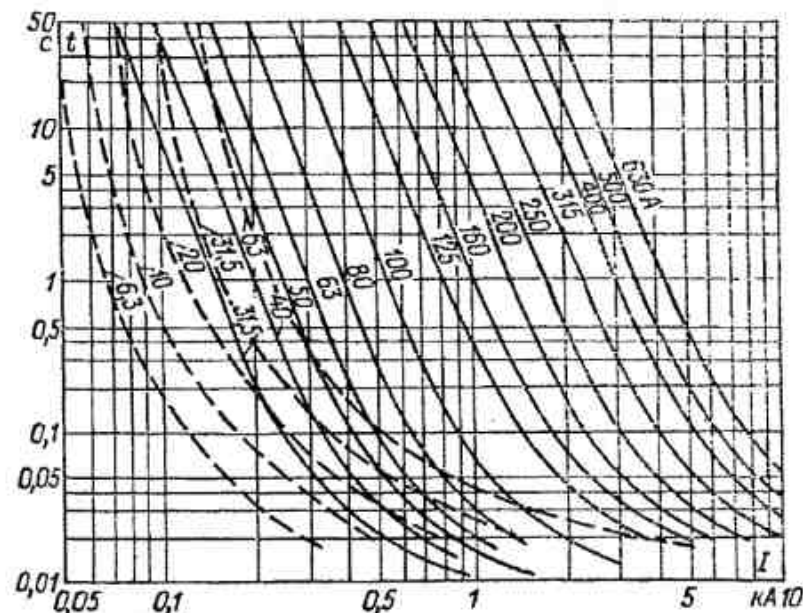


Рис. 10-1. Защитные характеристики предохранителей ПН2 (сплошные линии) и НПН (штриховые линии)

Условия выбора предохранителя. Номинальный ток отключения предохранителя должен быть не менее максимального тока КЗ в месте установки. Номинальное напряжение предохранителя должно соответствовать номинальному напряжению сети.

Условия выбора плавких вставок. Номинальный ток плавкой вставки $I_{н.в.с}$ выбирается наибольшим из следующих условий:

1) несрабатывания при максимальном рабочем токе защищаемого присоединения

$$I_{н.в.с} \geq I_{\text{раб. макс}} \quad (10-1)$$

2) при защите одиночного асинхронного электродвигателя с короткозамкнутым ротором – несрабатывание при его пуске

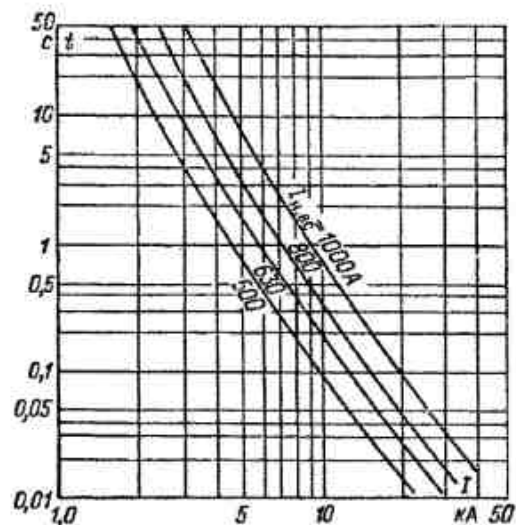


Рис. 10-2. Защитные характеристики предохранителей ПП17 в цепи переменного тока

$$I_{н.вс} \geq \frac{I_{пуск.дп}}{k}, \quad (10-2)$$

где k – коэффициент, при защите электродвигателей с короткозамкнутым ротором и легком пуске (длительностью 2–5 с) принимается равным 2,5; при тяжелом пуске (длительность около 10 с), а также при частых пусках (более 15 в час) или для особо ответственных электродвигателей, ложное отключение которых недопустимо, принимается равным 1,6–2; при защите двигателя с фазным ротором – 0,8–1;

3) при защите сборки дополнительно к условию (10-1) – несрабатывание при полной нагрузке сборки и пуске наиболее мощного двигателя (10-3), а также при самозапуске электродвигателей (10-4)

$$I_{н.вс} \geq \frac{1}{k} \left(\sum_{i=1}^{n-1} I_{роб.макс} + I_{пуск.макс} \right), \quad (10-3)$$

$$I_{н.вс} \geq I_{сш} / k, \quad (10-4)$$

где k – то же, что в формуле (10-2); остальное – как в выражениях (7-1) и (7-2).

Выражения (10-2)–(10-4) пригодны для выбора обычных предохранителей ПР-2, ПН2, НПН, ПП17. Для инерционных предохранителей Е-27, СПО, в настоящее время почти не применяемых, в любом случае номи-

нальный ток плавкой вставки принимается равным $1+1,25$ максимального рабочего тока присоединения.

Для предохранителей, устанавливаемых со стороны НН понижающего трансформатора, номинальный ток плавкой вставки выбирают по номинальному току трансформатора (ближайшее большее по шкале плавких вставок значение).

Если требуется защита кабеля от перегрузки, то учитывают условие (4-14).

Проверка селективности последовательно включенных предохранителей между собой и с автоматическими выключателями. При применении однотипных предохранителей селективными считаются те, которые различаются на две ступени по шкале номинальных токов плавких вставок. Для разнотипных предохранителей селективность проверяется сопоставлением их защитных характеристик с учетом 25%-ного, а в ответственных случаях – 50%-ного разброса по времени срабатывания. Зоны возможных характеристик, построенные с учетом этих разбросов, не должны накладываться или пересекаться в пределах токов от номинального до максимально возможного, или, по крайней мере, до наиболее вероятного тока КЗ $I_{к.ср}^{(3)}$ за нижестоящим предохранителем. На практике зоны не строят, а сопоставляют время плавления большего t_b и меньшего t_m предохранителей при одинаковых токах. Селективность обеспечивается, если выполняются условия: при учете 25%-ного разброса $t_b > 1,7t_m$; при учете 50%-ного разброса $t_b > 3t_m$. Известен также метод проверки селективности сопоставлением сечений плавких вставок [13, 42], он применяется редко и здесь не рассматривается.

Селективность предохранителей и автоматических выключателей проверяется путем сопоставления их защитных характеристик.

Проверка селективности между предохранителями и магнитным пускателем (контактором) данного присоединения. Селективность обеспечивается, если продолжительность перегорания плавкой вставки не превышает 0,15–0,2 с, что соответствует отношению $I_{к.мин}^{(2)} / I_{н.вс} \geq 10+15$, где $I_{к.мин}^{(2)}$ – минимальный ток двухфазного КЗ за пускателем (контактором). Плавкая вставка с номинальным током 200 А является предельной по условиям селективности работы контактора и предохранителя, при большем токе вместо предохранителей рекомендуется устанавливать автоматический выключатель.

Проверка селективности защиты питающего трансформатора со стороны ВН и предохранителей со стороны НН. Выполняется сопоставлением их характеристик на карте селективности защиты. Необходимо обеспечить селективность защиты со стороны ВН с предохранителями ввода 0,4 кВ или, по крайней мере, с отходящими линиями 0,4 кВ.

Если трансформатор со стороны ВН защищается предохранителями, то согласно директивным материалам их номинальный ток принимается равным $2I_{н.т.}$ При проверке селективности учитывается возможность 20%-ного разброса вставок ВН по току.

Если со стороны ВН трансформатора установлена релейная защита, то производится ее согласование с предохранителями 0,4 кВ.

Согласование защиты трансформатора, имеющей независимую характеристику, показано на рис. 10-3, а. По заводским данным строится защитная характеристика предохранителя 1, с которым производится согласование. С учетом разброса срабатывания по времени ее перестраивают в предельную характеристику 2. Для этого время срабатывания при каждом данном токе, определенное по заводской характеристике, увеличивают в 1,5 (или 1,25) раза. На график наносят выдержку времени защиты трансформатора $t_{c.з.}$. Находят значение $t_2 = t_{c.з.} - t_p - t_3$, где t_p — разброс реле времени защиты, для реле РВ со шкалами 1,3; 3,5 и 9с принимают соответственно 0,06; 0,12 и 0,25с; t_3 — время запаса, принимают равным 0,1–0,2 с. Через точку t_2 проводят горизонтальную прямую до пересечения с характеристикой 2. Точка пересечения определяет значение тока согласования I_2 . Ток срабатывания защиты находят по выражению $I_{c.з.} = 1,1I_2$ где коэффициент 1,1 учитывает разбросы токового реле, неточности его настройки и некоторый запас.

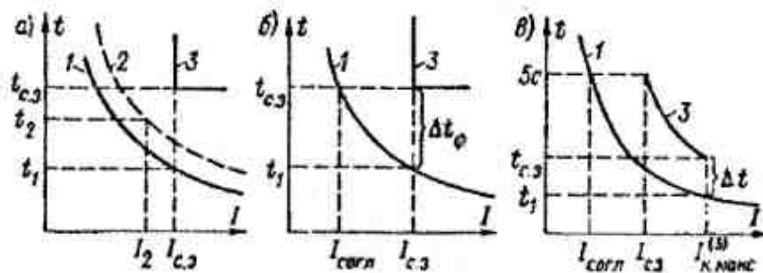


Рис. 10-3. Согласование релейной защиты трансформатора (кривая 3) с предохранителями 0,4 кВ (кривые 1 и 2)

Для приближенных расчетов согласование упрощают. Проводят горизонтальную линию через точку $t_{c.з.}$ до пересечения с заводской характеристикой предохранителя (рис. 10-3, б). Точка пересечения соответствует току согласования $I_{согл.}$. Ток срабатывания защиты трансформатора принимают $I_{c.з.} = (1,3 \div 1,4)I_{согл.}$. Далее проверяют, что фактическая степень селективности Δt_{ϕ} при токе срабатывания не менее расчетной

$\Delta t_{расч} = (0,25 \div 0,5)t_1 + t_p + t_3$, где t_1 — время срабатывания предохранителя при токе $I_{c.з.}$; $(0,25 \div 0,5)t_1$ — разброс по времени срабатывания предохранителя; t_p и t_3 — см. выше. Если полученная по карте селективности фактическая степень селективности меньше расчетной, то соответственно увеличивают либо ток, либо время срабатывания защиты трансформатора. Обычно для обеспечения селективности по времени достаточно убедиться, что Δt_{ϕ} не менее 0,4–0,5 с.

Характеристика защиты трансформатора задается параметрами $I_{c.з.}$, $t_{c.з.}$ при токе $2I_{c.з.}$.

Упрощенное согласование защиты трансформатора, имеющей зависимую характеристику (реле РТ-80, РТВ), показано на рис. 10-3, в. Для этих зависимых реле при выдержке времени в независимой части характеристики 0,5–1 с время срабатывания в начале защитной характеристики (при токе срабатывания) составляет около 5 с. Проводя через точку $t = 5$ с горизонтальную прямую до пересечения с заводской защитной характеристикой 1 предохранителя, получают значение тока согласования $I_{согл.}$. Ток срабатывания защиты находят по выражению $I_{c.з.} = (1,3 \div 1,4)I_{согл.}$. Построив из точки с координатами 5 с и полученного $I_{c.з.}$ характеристику защиты трансформатора, проверяют, что во всем диапазоне возможных токов КЗ за предохранителем 0,4 кВ вплоть до $I_{к.мин.}^{(3)}$ (или, по крайней мере, до $I_{к.ср.}^{(3)}$) между указанными характеристиками имеется степень селективности не менее 1–2 с в зависимой части и не менее 0,4–0,5 с в независимой части характеристики защиты трансформатора. Обычно защитная характеристика зависимых реле и характеристика предохранителей 0,4 кВ согласуются при увеличении тока, поэтому согласование по времени производят при максимальном расчетном токе КЗ за предохранителем. Для этого подбирают такую типовую характеристику реле, чтобы выдержка времени защиты при токе $I_{к.мин.}^{(3)}$ была не менее $t_{c.з.} \geq t_1 + \Delta t$, где t_1 — время срабатывания предохранителя при токе $I_{к.мин.}^{(3)}$; Δt — степень селективности, принимается не менее 0,4–0,5 с.

Характеристика защиты трансформатора задается параметрами $I_{c.з.}$, $t_{c.з.}$ при токе $I_{к.мин.}^{(3)}$; $t_{c.з.} \geq 5$ с при токе $I_{c.з.}$. Все эти точки защитной характеристики проверяют при наладке.

Условие согласования является лишь одним из условий выбора уставок защиты трансформатора. О других условиях (отстройки от максимального рабочего тока с учетом самозапуска электродвигателей, несрабатывания при послеаварийных перегрузках, чувствительности) — см. работу [39].

При построении схемы сети 0,4 кВ полезно определить, какую максимальную вставку можно установить для защиты отходящих линий 0,4 кВ по условию селективности с защитой трансформатора. Если окажется, что

по условиям (10-1) – (10-4) требуется больший номинальный ток плавкой вставки, то следует пересмотреть первичную схему данного присоединения.

Пример 10-1. Для условий примера 5-1 определить предельное значение номинального тока плавкой вставки предохранителя ПН-2, при котором обеспечивается селективность с защитой трансформатора, имеющей независимую характеристику.

Решение. Заданное время срабатывания защиты трансформатора 0,5 с. В примере 5-1 определен ток срабатывания защиты трансформатора из условия чувствительности. Для трансформатора мощностью 1000 кВ·А, $u_k = 5,5\%$, Y/Y $I_{с.з.т}$ составляет не более 8,45 кА. Поделив это значение на коэффициент надежности согласования 1,4, получим значение тока согласования 6 кА, при котором плавкая вставка должна расплавиться за время, не превышающее 0,5 с. Наносим точку с координатами 0,5 с и 6 кА на сетку характеристик предохранителей ПН-2. Все характеристики, расположенные левее этой точки или проходящие через нее, отвечают условию согласования, а расположенные правее – не отвечают. Таким образом устанавливаем, что условию согласования соответствует плавкая вставка не более 630 А. Проверяем ступень селективности по времени при токе 8,45 кА: защита срабатывает за 0,5 с, вставка сгорит за 0,08 с, $\Delta t = 0,5 - 0,08 = 0,42$ – достаточно. Аналогично устанавливаем, что для трансформатора 1000 кВА, $\Delta U\%$, $u_k = 5,5\%$ ток плавления должен составить не более 7 кА при времени плавления 0,5 с, что также соответствует плавкой вставке 630 А.

Проверка чувствительности предохранителей при КЗ. Согласно ПУЭ шестого издания [1] кратность минимального тока $I_{кр}$ при любом виде КЗ по отношению к номинальному току плавкой вставки должна быть:

$$\text{для невзрывоопасной среды: } k_{кр} = I_{кр} / I_{н.вс} \geq 3, \quad (10-5)$$

$$\text{для взрывоопасной среды: } k_{кр} = I_{кр} / I_{н.вс} \geq 4. \quad (10-6)$$

При питании от энергосистемы минимальным током КЗ в установках с глухозаземленной нейтралью в большинстве случаев является ток однофазного КЗ, в установках с изолированной нейтралью – ток двухфазного КЗ. При питании от маломощных генераторов в зависимости от удаленности точки КЗ минимальным может оказаться ток однофазного, двухфазного или установившегося трехфазного КЗ.

Для новых и реконструируемых установок следует учитывать требования недавно изданной главы 1.7 ПУЭ седьмого издания [2], введенной в действие с 1 января 2003 года. Согласно этим требованиям время отключения однофазных КЗ в цепях питания индивидуальных электроприемников не должно превышать 0,4 с. В цепях питания распределительных щитов и сборок время отключения однофазных КЗ не должно превышать 5 с. Для стационарных электроприемников, питающихся от распределительных щитов, допускается увеличение времени отключения до 5 с, если выполняется условие (6-18).

Достоинства и недостатки предохранителей. К достоинствам пре-

дохранителей относится их простота и дешевизна. Наряду с этим они имеют следующие существенные недостатки, ограничивающие область их применения:

- 1) плавкие вставки стареют с течением времени, после чего возможны ложные сгорания вставок в пусковых режимах, т.е. защита ненадежна;
- 2) при однофазных КЗ плавкая вставка отключает только одну фазу, что приводит к опасному режиму работы двигателей на двух фазах. Это может вызвать остановку двигателя. Если он все же продолжает вращаться, то работает с повышенным в 1,5–2 раза током по сравнению с номинальным;
- 3) плавкая вставка – однократного действия. После срабатывания предохранителя ее необходимо заменять;
- 4) в условиях эксплуатации часто вместо калиброванных вставок применяют другие или проволоку, что нарушает защиту сети;
- 5) плавкие предохранители не защищают двигатели от перегрузок, требуется защита с помощью тепловых реле, действующих на отключение магнитных пускателей.

11. ВЫБОР УСТАВОК ЗАЩИТЫ ГЕНЕРАТОРОВ 0,4 кВ

Релейная защита генераторов 0,4 кВ. Рассмотрим схемы защиты генератора, предназначенного, например, для аварийного электроснабжения особо ответственных электроприемников КТП.

Вариант 1. Генератор имеет выводы обмоток статора со стороны нуля. Для отключения поврежденных внутри генератора трансформаторы тока защиты включают со стороны нулевых выводов [34]. Схема защиты приведена на рис. 11-1. В качестве источника оперативного тока используют аккумуляторную батарею, установленную для питания автоматики приводного двигателя (дизеля).

Состав защиты: максимальная токовая (реле $КА1$, $КА2$), от однофазных КЗ ($КАЗ$), от перегрузки ($КА4$), все токовые реле типа РТ-40.

Ток срабатывания максимальной токовой защиты генератора выбирают по следующим условиям:

1. Несрабатывание при максимальном рабочем токе (принимается равным номинальному току генератора $I_{н.г}$) с учетом его увеличения при самозапуске электродвигателей после отключения внешнего КЗ

$$I_{с.з} = \frac{k_n}{k_n} k_{с.н} I_{н.г}, \quad (11-1)$$

где k_n и k_n – коэффициенты надежности и возврата, для реле РТ-40 принимаются соответственно 1,2 и 0,8;

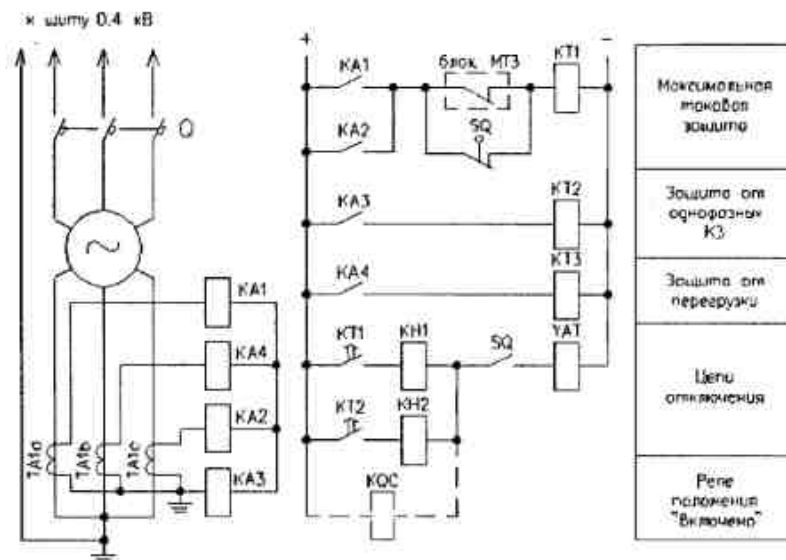


Рис. 11-1. Схема защиты генератора напряжением 0,4 кВ при наличии выводов со стороны "нуля" генератора

2. Несрабатывание при максимальном рабочем токе с учетом пуска наиболее мощного двигателя:

$$I_{с.з} \geq k_n [(I_{н.л} - I_{н.дв}) + I_{пуск.дв}], \quad (11-2)$$

где $I_{н.дв}$ и $I_{пуск.дв}$ — соответственно номинальный и пусковой ток наиболее мощного электродвигателя; k_n — коэффициент надежности, принимается равным 1,2–1,3;

3. Согласование с защитами (токовыми отсечками) отходящих от генераторных шин линий по условию (8-1). О нахождении предельных значений тока срабатывания защиты этих линий см. пример 5-2. При наличии предохранителей выполняется согласование защиты генератора с предохранителями (см. главу 10);

4. Обеспечение необходимой чувствительности защиты в установившемся режиме трехфазного КЗ за выключателем генератора

$$k_{сз}^{(3)} = I_{сз}^{(3)} / I_{кз}^{(3)} \geq 1,5; \quad k_{дф}^{(3)} = I_{дф}^{(3)} / I_{сз}^{(3)} \geq 1,2. \quad (11-3)$$

Значение тока $I_{сз}^{(3)}$ на зажимах генератора в соответствии с ГОСТ 14965-80 должно составлять не менее $3I_{н.л}$ на практике (особенно при бесщеточной системе возбуждения) часто обеспечивается только $2,5 I_{н.л}$. Поэтому необ-

ходимая чувствительность защиты гарантируется, если ее ток срабатывания не превышает значения:

$$I_{с.з} \leq 2,5 I_{н.л} / 1,5 \approx 1,7 I_{н.л}.$$

Выдержку времени срабатывания максимальной токовой защиты генератора принимают по условию (8-2). Поскольку генератор является последним источником электроснабжения и его излишние отключения крайне нежелательны, степень селективности защиты обычно повышают до 1 с.

Ток срабатывания защиты от однофазных КЗ выбирают по условиям отстройки от номинального тока генератора $I_{с.з} \geq 1,4 I_{н.л}$, а также согласования с защитами отходящих линий (9-1), время срабатывания на ступень 0,4–0,5 с больше времени срабатывания зашит от однофазных КЗ отходящих линий. Чувствительность проверяют по условию (9-4).

Выбранный по условию отстройки от самозапуска электродвигателей (11-1) ток срабатывания максимальной токовой защиты может быть таким значительным, что чувствительность защиты по условию (11-3) оказывается недостаточной. В этих случаях осуществляют поочередный самозапуск электродвигателей. В цепь управления пускателем (контактором) каждого двигателя включают замыкающий с выдержкой времени контакт реле времени РВ-247, катушка которого включается на линейное напряжение первичной сети (рис. 11-2). Выдержку времени на срабатывание



Рис. 11-2. Схема управления, обеспечивающая поочередный самозапуск особо ответственных электродвигателей после перерыва питания

реле принимают на всех электродвигателях разной, таким образом, после восстановления напряжения они включаются поочередно. В этом случае в выражении (11-1) можно принять $k_{сзп} = 1$. Поочередный самозапуск предпочтителен также с точки зрения предотвращения больших набросов нагрузки на дизель-генератор (дизель может остановиться).

Если чувствительность электромеханической максимальной токовой защиты (МТЗ) не обеспечивается из-за условия (11-2), то вместо нее можно применить блок цифровой защиты БМРЗ-0,4 в котором имеется функция блокировки МТЗ при пуске и самозапуске электродвигателей, см.

главу 15.

В некоторых случаях можно применить пуск (блокировку) защиты по напряжению, хотя для сетей 0,4 кВ ее применение в общем случае не рекомендуется (глава 15). Пуск защиты по напряжению осуществляется специальным пусковым органом напряжения. Тогда при выборе тока срабатывания защиты можно не учитывать режимы пуска и самозапуска электродвигателей, т. е. учитывать только условие (11-1), в котором принимают $k_{сн}=1$, и условие (8-1). Это позволяет уменьшить ток срабатывания защиты и увеличить ее чувствительность.

Схема комбинированного пускового органа напряжения, состоящего из фильтра-реле напряжения обратной последовательности KVZ типа РНФ-1М и реле минимального напряжения KV типа РН-50, приведена на рис. 11-3, а. Поскольку реле РНФ-1М выпускают только на напряжение 100 В, то оба реле подключают ко вторичным цепям трансформаторов напряжения 380/100 В, соединенных по схеме открытого треугольника. В нормальном режиме якорь реле KVZ отпущен, его контакт в цепи обмотки реле KV

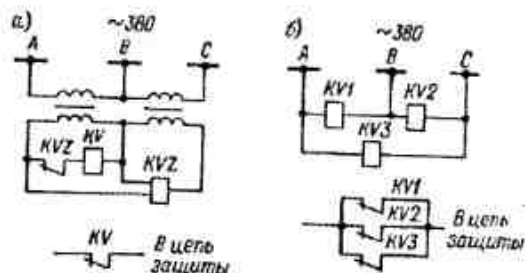


Рис. 11-3. Пусковые органы напряжения максимальной токовой защиты: комбинированный (а) и трехрелейный (б)

замкнут, якорь реле KV подтянут, а контакт KV в цепи пуска максимальной токовой защиты разомкнут. При появлении несимметрии фаз (двухфазное или однофазное КЗ) срабатывает реле KVZ , размыкая обмотку KV , которое разрешает пуск защиты. При симметричном снижении напряжения вследствие трехфазного КЗ реле KVZ не работает, но срабатывает реле KV , разрешая пуск защиты.

Напряжение срабатывания реле KVZ выбирается из условия отстройки от напряжения небаланса фильтра в нормальном режиме и в первичных величинах составляет $U_{2c,з} = (0,06+0,12)U_n$ где $U_{2c,з}$ и U_n — линейные напряжения. Напряжение срабатывания реле по шкале регулируется в пределах 6-12 В, обычно принимается $U_{2c,р} = 6$ В. Настройка реле РНФ-1М производится в режиме имитации двухфазного КЗ, для чего между одним из зажимов фильтра напряжения обратной последовательности и двумя зако-

рочеными на период наладки другими подается однофазное регулируемое напряжение. Реле должно срабатывать при значении этого напряжения, численно равном $\sqrt{3}U_{2c,р}$.

Напряжение срабатывания защиты (отпадания якоря реле минимального напряжения KV) выбирается, исходя из условия возврата реле при самозапуске электродвигателей (после отключения внешнего КЗ), когда напряжение в месте установки реле снижается до $U_{мин}$:

$$U_{c,з} = U_{мин} / (k_n k_n), \quad (11-4)$$

где k_n — коэффициент надежности, принимается 1,1-1,2; k_n — коэффициент возврата, для реле минимального напряжения принимается 1,15-1,2.

Напряжение срабатывания реле $U_{c,р} = U_{c,з} / n_n$, где n_n — коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Обычно $U_{c,з} = (0,6+0,7)U_n$. Ниже $0,6U_n$ уставку выбирать не следует, так как защита может отказать при КЗ через переходное сопротивление.

Коэффициент чувствительности реле KVZ может не определяться, так как он обычно получается достаточно высоким. Коэффициент чувствительности реле KV определяется при КЗ в зоне резервирования и должен быть не менее 1,2. Для схемы комбинированного пуска он выражен:

$$k_n = U_{c,з} \cdot k_n / U_k^{(3)} \geq 1,2, \quad (11-5)$$

где $U_k^{(3)}$ — междуфазное напряжение в месте установки реле при трехфазном металлическом КЗ в конце зоны резервирования (при питании от генераторов — для момента времени, соответствующего времени действия защиты).

Из условия (11-5) видно, что k_n автоматически повышается в k_n раз, так как в момент возникновения трехфазного КЗ из-за кратковременного появления напряжения обратной последовательности срабатывает реле KVZ , и тогда реле KV работает «на возврате» [39].

Пусковой орган, состоящий из трех реле минимального напряжения типа РН-50, показан на рис. 11-3, б. В нормальном режиме якорь реле подтянут, а контакты разомкнуты. При снижении напряжения вследствие КЗ любых двух или всех трех фаз ниже уставки реле якорь реле отпадает, реле срабатывает, замыкает контакты и разрешает пуск максимальной токовой защиты генератора. Напряжение срабатывания (отпадания якоря) реле выбирается по выражению (11-4). Чувствительность защиты по напряжению проверяется по выражению:

$$k_n = U_{c,з} / U_k^{(3)} \geq 1,2, \quad (11-6)$$

где все обозначения такие же, как в условии (11-5).

Преимущество пускового органа, состоящего из трех реле напряже-

ния, заключается в возможности подключения этих реле непосредственно на напряжение 380 В, недостаток — в меньшей чувствительности по сравнению с комбинированным пусковым органом. Недостаток комбинированного пускового органа заключается в необходимости установки специальных трансформаторов напряжения 380/100 В.

При проверке чувствительности пусковых органов напряжения необходимо учитывать влияние переходных сопротивлений в месте КЗ. Обычно влияние переходных сопротивлений на работу пусковых органов максимальных токовых защит маломощных аварийных генераторов 0,4 кВ значительно меньше, чем на работу защит трансформаторов с низким напряжением 0,4 кВ.

Пример 11-1. Сравнить влияние переходных сопротивлений при проверке чувствительности пусковых органов напряжения максимальных токовых защит генератора 0,4 кВ мощностью 630 кВт, параметры которого приведены в примере 2-5, и питающегося от энергосистемы трансформатора 10/0,4 кВ мощностью 630 кВ·А, $\mu_k = 5,5\%$.

Решение. Рассмотрим КЗ непосредственно на главных шинах 0,4 кВ, где влияние переходных сопротивлений наибольшее.

Проверяем чувствительность пускового органа напряжения защиты генератора. При $t = 0$ сопротивление генератора $x_T = 32,5$ мОм, переходные сопротивления $R_{\Sigma} = 15$ мОм. Полное сопротивление цепи КЗ $z_{\Sigma} = \sqrt{32,5^2 + 15^2} = 35,8$ мОм. Значение тока КЗ $I_{\text{кр}}^{(3)} = 1,05 \cdot 400 / (\sqrt{3} \cdot 35,8) = 6,8$ кА. Однако при $t = \infty$ значение тока составит $I_{\text{кр}}^{(3)} \approx I_{\text{кр}}^{(3)} = 7,16$ кА, т.е. больше, чем при $t = 0$ (см. пример 5-2). Поэтому чувствительность пускового органа напряжения проверяем при токе 7,16 кА. Напряжение в месте КЗ $U_{\text{кр}}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 7,16 \cdot 15 = 186$ В, или, в относительных единицах, $186 / 400 = 0,465$ о.е. При уставке пускового органа напряжения $U_{\text{сз}} = 0,6$ о.е. его чувствительность составит: для комбинированного пускового органа $k_{\text{с}} = 0,6 \cdot 1,2 / 0,465 = 1,55$, т.е. больше 1,2 — достаточна; для трехрелейного $k_{\text{с}} = 0,6 / 0,465 = 1,29$, т.е. больше 1,2 — достаточна. Однако рекомендуется применять комбинированный пусковой орган, обеспечивающий большую чувствительность и зону резервирования защит.

Проверяем чувствительность пускового органа напряжения защиты трансформатора. При $x_c = 0,1x_T$ ток КЗ, вычисленный с учетом переходных сопротивлений, составит $I_{\text{кр}}^{(3)} = 9,8$ кА (см. рис. П1-1, а). Остаточное напряжение в месте КЗ $U_{\text{кр}}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 9,8 \cdot 15 = 254$ В или $254 / 400 = 0,64$ о.е. Чувствительность при уставке $U_{\text{сз}} = 0,6$ о.е. для комбинированного пускового органа $k_{\text{с}} = 0,6 \cdot 1,2 / 0,64 = 1,12$, т.е. меньше 1,2; для трехрелейного $k_{\text{с}} = 0,6 / 0,64 = 0,94$, т.е. меньше 1,2, что недостаточно. Чтобы обеспечить чувствительность, например комбинированного органа, необходимо, чтобы $U_{\text{сз}}$ было не менее 0,64, т.е. напряжение при самозапущке электродвигателей должно быть не менее $0,64 \cdot 1,1 \cdot 1,15 = 0,8$ о.е. Это вызывает необходимость ограничения суммарной мощности электродвигателей, участвующих в самозапущке, или применения их поочередного самозапущка.

Из-за существенного влияния переходных сопротивлений на чувствительность пусковых органов напряжения последние в схемах максимальных токовых защит

трансформаторов с низким напряжением 0,4 кВ в настоящее время не применяются.

Вариант 2. Если выводы фазных обмоток со стороны нуля генератора отсутствуют и поэтому трансформаторы тока со стороны нулевых выводов включить невозможно, то максимальную токовую защиту (реле $KA1, KA2$), защиту от перегрузки (реле $KA4$) и защиту от КЗ на землю (реле $KA3$) включают на трансформаторы тока со стороны фазных выводов. Очевидно, что в случае автономной работы генератора на сеть и внутренних повреждениях в генераторе эти защиты не работают. Для защиты от внутренних повреждений генератора выполняют продольную дифференциальную защиту нулевой последовательности (реле $KA5$), для этого в нулевой провод генератора устанавливают дополнительный трансформатор тока (рис. 11-4). Можно вместо дифференциальной защиты нулевой последовательности включить реле защиты $KA3$ от однофазных КЗ на трансформатор тока, установленный в нулевом проводе генератора, однако это решение хуже, поскольку внутренние КЗ будут отключаться с выдержкой времени.

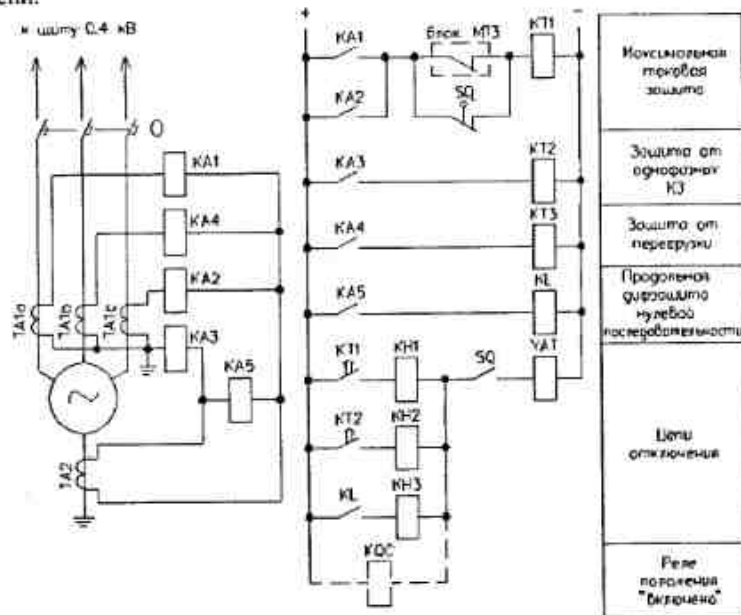


Рис. 11-4. Схема защиты генератора напряжением 0,4 кВ при отсутствии выводов со стороны "нуля" генератора

Выбор уставок МТЗ и защиты от внешних однофазных КЗ выполняют, как указано выше. Ток срабатывания продольной дифференциальной защиты нулевой последовательности принимают из условия предотвращения

ния излишней работы при обрыве токовых цепей трехтрансформаторного фильтра токов нулевой последовательности:

$$I_{c.3} = (1,3 \div 1,4) I_{н.т} \quad (11-7)$$

Коэффициент чувствительности этой защиты определяется по выражению:

$$k_{\text{ч}}^{(1)} = I_{\text{н.т}}^{(1)} / I_{c.3} \geq 2,$$

где $I_{\text{н.т}}^{(1)}$ — ток однофазного КЗ на выводах генератора.

Обычно чувствительность продольной дифференциальной защиты нулевой последовательности генератора достаточно высока, поэтому коэффициент ее чувствительности может не проверяться.

К сожалению, заводы-изготовители обычно поставляют дизель-генераторы без продольной дифференциальной защиты нулевой последовательности. Внутренние однофазные КЗ до трансформаторов тока (например, на выводах генератора) ничем не отключаются, переходят в междофазные и сопровождаются большими разрушениями, после которых требуется замена генератора. Это совершенно неприемлемо, особенно для труднодоступных районов Крайнего Севера.

Защита автоматическими выключателями. Для защиты генераторов наиболее подходящими являются автоматические выключатели серии АВМ, имеющие электромагнитные расцепители защиты от перегрузки с зависимой характеристикой и небольшим временем срабатывания (2–4 с на независимой части характеристики). Их используют в качестве максимальной токовой защиты генератора от внешних КЗ. Расчет уставки тока срабатывания выполняют по приведенным выше выражениям. Время срабатывания принимают по условию селективности с защитами отходящих линий 0,4 кВ, а также по условию отстройки от длительности пуска электродвигателей, если надежно отстроиться по току от пусковых режимов не удастся. Для наладки время срабатывания задают при токе КЗ на зажимах генератора, равном $I_{\text{кз}}^{(3)}$. Обычно принимают минимальную уставку по шкале времени, соответствующую 2 с на независимой части характеристики (при токе более $3I_{c.3}$), в этом случае при токе $I_{c.3}$ выключатель отключится не менее чем за 7 с. Меньшую уставку по шкале времени принимать не рекомендуется, так как выдержка времени становится неустойчивой, что может приводить к неселективным отключениям.

Отсежку выключателя используют для защиты генератора от внутренних КЗ при его параллельной работе с другими источниками. Ток срабатывания отсежки выбирают, исходя из отстройки от максимального тока КЗ $I_{\text{кз}}^{(3)}$, посылаемого генератором в сеть в начальный момент КЗ на генераторных шинах:

$$I_{c.o} \geq k_{\text{н}} I_{\text{кз}}^{(3)}, \quad (11-8)$$

где $k_{\text{н}}$ — коэффициент надежности, принимается по табл. 6.1.

При этом $I_{c.o}$ проверяется на отстройку от тока качаний, если предусматривается параллельная работа генератора с другими источниками [34]. Поскольку отсежка не работает при внешних КЗ, то для защиты генератора можно применять как селективный, так и неселективный выключатель. Селективный предпочтителен ввиду надежности несрабатывания отсежки при внешних КЗ.

Чувствительность отсежки проверяется по выражениям (6-8) и (6-9) при КЗ внутри генератора, когда отсежка срабатывает из-за тока, притекающего к месту КЗ от параллельно работающих с ним генераторов.

Защитные характеристики автоматических выключателей других типов мало подходят для защиты генераторов, поскольку их защита от перегрузки ввиду большого времени действия не может быть использована в качестве максимальной токовой защиты. Для этой цели приходится использовать селективную токовую отсежку, однако обеспечить при этом надежную отстройку от режимов пуска и самозапуска электродвигателей обычно не удастся. Поэтому применение этих автоматических выключателей возможно лишь в частных случаях для генераторов мощностью не более 100–200 кВт, если в схеме электроснабжения отсутствуют двигатели, пуск которых может вызвать срабатывание защиты генератора.

Пример 11-2. Выбрать автоматический выключатель АВМ и уставки защиты для генератора, параметры и значения токов КЗ которого приведены в примерах 2-5, 2-7 и 5-2.

Р е ш е н и е. Принимаем по условию (5-3) выключатель АВМ-15НВ (или АВМ-15СВ) с номинальным током расцепителя 1200 А, у которого ток срабатывания защиты от перегрузки регулируется в пределах 1500–2400 А, ток срабатывания отсежки 8–10 А.

Выбираем ток срабатывания максимальной токовой защиты по условию (11-1). Ввиду отсутствия конкретных нагрузок принимаем, что от режимов пуска и самозапуска можно отстроиться по времени, соответственно $k_{\text{сэл}} = 1$. Коэффициент возврата расцепителя АВМ зависит от времени от начала срабатывания, в конце хода якоря он составляет 0,5–0,6, в середине — около 0,7. Принимаем $k_{\text{в}} = 0,6$. Соответственно $I_{c.3} = 1,2 \cdot 1138 / 0,6 = 2280$ А. Для надежной отстройки от пусковых режимов и согласования с защитами отходящих линий принимаем максимальную по шкале уставку $I_{c.3} = 2400$ А. Чувствительность защиты при установившемся токе трехфазного КЗ $k_{\text{ч}}^{(3)} = 7160 / 2400 = 2,98 > 1,5$. Чувствительность при однофазных КЗ $k_{\text{ч}}^{(1)} = 7400 / 2400 = 3,08 > 1,5$.

Время срабатывания защиты принимаем 2 с на независимой части характеристики (при токе более $3I_{c.3}$). При кратности тока $7160 / 2400 = 2,98$ время срабатывания по характеристикам выключателей АВМ составляет около 2,3 с, при токе срабатывания — не менее 7 с.

Максимальный ток КЗ от генератора при $t = 0$ без учета переходных сопротивле-

ний $I_{к0}^{(3)} = \frac{1,05 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 32,5} = 7500$ А. Ток срабатывания отсечки по условию (11-8)

$I_{с.0} = 1,8 \cdot 7500 = 13500$ А. Принимаем наибольшую уставку по шкале 10 кА. Для обеспечения несрабатывания отсечки при внешнем КЗ принимаем селективный выключатель, время срабатывания отсечки принимаем $t_{с.0} = 0,4$ с.

Совет по закупке дизель-генераторов. Заводы-изготовители поставляют дизель-генераторы, как готовый агрегат вместе с устройствами защиты и системой автоматического управления, с выставленными заводскими уставками защиты. Максимальная токовая защита обычно имеет минимально возможные уставки, выбранные лишь по условию отстройки от номинального тока генератора без учета условий (11-1), (11-2) и (8-1). На объекте применения при расчетах защит возникает необходимость увеличить эти уставки, при этом завод-изготовитель формально может снять гарантии на работу установки. Поэтому при приеме дизель-генератора на заводе-изготовителе нужно требовать выставления не минимальных, а максимально возможных уставок по условиям чувствительности защиты.

Кроме того, в договор на поставку дизель-генератора следует включать требование о выполнении продольной дифференциальной защиты нулевой последовательности генератора.

12. САМОЗАПУСК ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ 0,4 кВ

Оценка возможности осуществления самозапуска. Самозапуск электродвигателей, т. е. восстановление нормальной работы электродвигателей и приводимых ими механизмов без вмешательства персонала после кратковременных перерывов питания, — один из важных процессов, обеспечивающих непрерывность технологического цикла. Перерывы питания могут быть вызваны отключением рабочего источника питания (линий электропередач, трансформаторов) по разным причинам с последующим восстановлением питания действием устройств АВР; неустойчивыми действиями защиты и АПВ; короткими замыканиями в схеме данной подстанции или в питающей сети, отключаемыми релейной защитой, и другими причинами.

Самозапуск считается успешным, если после аварийного перерыва питания двигателя развернулись и продолжают нормально работать.

При исчезновении напряжения двигателя тормозятся, и их сопротивление поэтому снижается. Чем больше длительность перерыва питания, тем больше торможение двигателей и тем больший ток они потребляют из сети после того, как питание восстановится. Повышенный ток вызывает повышенное падение напряжения в питающих элементах схемы, поэтому напряжение на шинах двигателей снижается. Пропорционально квадрату

напряжения уменьшается вращающий момент двигателей. Для успешного самозапуска необходимо, чтобы вращающий момент двигателей при пониженном напряжении был больше момента сопротивления механизмов. Длительность самозапуска не должна превышать 30–35 с по условиям нагрева электродвигателей и должна быть меньше некоторой величины, определяемой условиями сохранения основного технологического процесса.

Обычно для привода механизмов в сетях 0,4 кВ применяют асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым ротором. Для практических расчетов в качестве критерия возможности самозапуска таких электродвигателей с вентиляторным моментом сопротивления выбрано остаточное (начальное) напряжение на зажимах электродвигателей (на шинах), которое имеет место в момент подачи напряжения на затормозившиеся двигатели (переходный процесс в этот момент не учитывается, так как он длится не более двух-трех периодов). Этот критерий давно и успешно используется в практике расчетов и эксплуатации.

Испытаниями ОРГРЭС, ВНИИЭ и энергосистемами установлено, что остаточное напряжение, при котором успешно происходит самозапуск, составляет [43, 44, 45]:

при длительных перерывах питания:

$$U_{ост} \geq 0,7 U_{ном}$$

при кратковременных перерывах питания (не более 3,5 с) в зависимости от типа установленного оборудования:

$$U_{ост} \geq (0,55 \div 0,65) U_{ном}$$

Поскольку длительность перерывов питания в сетях 0,4 кВ может быть достаточно велика, а также с запасом, учитывающим непредсказуемые особенности конкретного производства, условием успешного самозапуска можно принимать:

$$U_{ост} \geq 0,7 U_{ном}$$

В самозапуске должны участвовать только ответственные двигатели, основная часть которых должна иметь вентиляторный момент сопротивления (центробежные насосы, вентиляторы и т. д.). Количество двигателей и их суммарная мощность определяются исходя из условий обеспечения уровня остаточного напряжения на шинах, достаточного для самозапуска (не ниже 70%), нормального продолжения технологического процесса, сохранности основного оборудования или остановки оборудования без повреждений.

В самозапуске не должны участвовать следующие двигатели (они отключаются при перерывах питания с помощью защиты минимального напряжения или другими способами):

— все неответственные двигатели;

— двигатели, самозапуск которых недопустим по условиям технологического процесса или техники безопасности;

— некоторая часть ответственных двигателей с вентиляторным моментом сопротивления, если не обеспечивается необходимый уровень остаточного напряжения;

— двигатели, имеющие постоянный момент сопротивления, так как их самозапуск возможен, как правило, только при напряжениях, близких к номинальным, и поэтому они препятствуют самозапуску всех остальных двигателей.

После составления перечня двигателей, участвующих в самозапуске, выполняют расчеты самозапуска: определяют возможность (по остаточному напряжению) и токи самозапуска, при которых необходимо обеспечить несрабатывание максимальных токовых защит трансформаторов, вводов и других элементов схемы.

Поскольку самозапуск должен обеспечиваться каждым из независимых источников питания, режим самозапуска должен рассчитываться для наиболее тяжелого случая перерыва питания в тот момент, когда вся схема питается от одного ввода (трансформатора), а второй ввод выведен в ремонт.

Расчеты самозапуска должны быть подтверждены натурными испытаниями.

Расчеты токов и напряжений самозапуска можно выполнить методом эквивалентного двигателя, разработанным ОРГЭС, в следующем порядке:

1. Составляют схему замещения (подобно расчетам токов КЗ) для наиболее тяжелого случая самозапуска с точки зрения остаточных на-

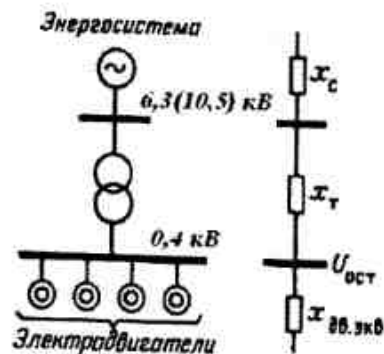


Рис. 12-1. Схема к расчету самозапуска

пряжений на шинах 0,4 кВ и токов самозапуска (рис. 12-1).

2. Определяют суммарный пусковой ток (в кА) заторможенных электродвигателей, участвующих в самозапуске:

$$I_{\text{пуск}\Sigma} = \sum_1^n I_{\text{пуск.дв.н.}} \quad (12-1)$$

3. Определяют суммарное эквивалентное сопротивление (в МОм) остановленных электродвигателей:

$$x_{\text{дв.эв}} = U_{\text{н.дв}} / (\sqrt{3} I_{\text{пуск.}\Sigma}), \quad (12-2)$$

где $U_{\text{н.дв}}$ — номинальное напряжение электродвигателей, В.

4. Определяют суммарное расчетное сопротивление (в МОм) источника питания и остановленных электродвигателей:

$$x_{\Sigma \text{расч}} = x_c + x_t + x_{\text{дв.эв}}, \quad (12-3)$$

где x_c и x_t — сопротивления системы и трансформатора, приведенные к напряжению шин $U_{\text{ш}}$, от которых питаются электродвигатели, для напряжения 0,4 кВ в МОм.

Сопротивления x_c и x_t берутся из расчетов токов КЗ, причем x_c следует учитывать для максимального режима системы ($x_{c, \text{макс}}$) и для минимального режима ($x_{c, \text{мин}}$). Первое определяет максимальный ток самозапуска, второе — минимальное остаточное напряжение на шинах, от которых питаются двигатели.

5. Определяют ток самозапуска, кА:

$$I_{\text{свн}} = U_{\text{ш}} / (\sqrt{3} \cdot x_{\Sigma \text{расч}}), \quad (12-4)$$

где $U_{\text{ш}} = (1,0-1,05)U_{\text{н.дв}}$ — напряжение на шинах питания электродвигателей с учетом положения переключателя ответвлений трансформатора (для компенсации падения напряжения в нагруженном трансформаторе напряжение на шинах при холостом ходе трансформатора может быть установлено на 5% больше номинального напряжения электродвигателей).

6. Определяют остаточное напряжение (в В) на шинах, от которых питаются электродвигатели:

$$U_{\text{ост}} = U_{\text{ш}} x_{\text{дв.эв}} / x_{\Sigma \text{расч}}, \quad (12-5)$$

или (в о. е.):

$$U_{\text{ост}} = U_{\text{ш}} x_{\text{дв.эв}} / x_{\Sigma \text{расч}}, \quad (12-6)$$

где $U_{\text{ш}}$ принимают равным 1,0–1,05 о.е.

Для быстрого приближенного определения допустимой суммарной мощности электродвигателей, участвующих в самозапуске, нетрудно вывести соответствующее выражение. Сумма пусковых токов электродвигателей, кА:

$$\sum_1^n I_{\text{пуск.дв.н.}} = k_{\text{н.ср}} \sum_1^n I_{\text{н.дв.н.}} = \frac{k_{\text{н.ср}} P_{\text{свн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н.дв}} \cdot \cos \varphi_{\text{дв}} \cdot \eta_{\text{дв}}}, \quad (12-7)$$

где $P_{\text{сн}}$ – допустимая суммарная мощность электродвигателей, участвующих в самозапуске, кВт; $k_{\text{н.ср}}$ – средняя кратность пускового тока электродвигателей, участвующих в самозапуске; $U_{\text{н.дв}}$ – номинальное напряжение электродвигателей, В; $\eta_{\text{дв}}$ – средний КПД электродвигателей; $\cos\varphi_{\text{дв}}$ – средний коэффициент мощности электродвигателей.

Из выражения (12-7), учитывая (12-1), (12-2), (12-3), (12-6), после соответствующих преобразований получаем выражение для $P_{\text{сн}}$:

$$P_{\text{сн}} = \frac{U_{\text{н.дв}}^2 \eta_{\text{дв}} \cos\varphi_{\text{дв}} (U_{*\text{ш}} - U_{*\text{ост}})}{k_{\text{пуск.ср}} \cdot U_{*\text{ост}} \cdot (x_c + x_r)} \quad (12-8)$$

В приближенных расчетах по выражениям (12-7) и (12-8) можно принимать $\eta_{\text{дв}} = 0,95$, $\cos\varphi_{\text{дв}} = 0,8$, $U_{*\text{ш}} = 1,0$ – $1,05$ в зависимости от положения отвлеченный трансформатора 6–10/0,4 кВ.

Если принять $U_{*\text{ш}} = 1,05$ и $k_{\text{н.ср}} = 7$, $U_{*\text{ост}} = 0,7$, то из (12-8) можно получить:

$$P_{\text{сн}} = 7839 / (x_c + x_r) \quad (12-9)$$

где $P_{\text{сн}}$ выражено в кВт; x_c и x_r – в мОм.

Расчетным случаем для определения возможности самозапуска и уставок релейной защиты является самозапуск полностью заторможенных двигателей, так как перерыв питания может быть достаточно велик при неполадках в системе или когда резервный источник питания включается вручную после отказа АВР.

В некоторых случаях (см. ниже) можно учесть неполное торможение двигателей при кратковременных перерывах питания. При этом сопротивление двигателей больше, чем сопротивление полностью заторможенных двигателей, пусковые токи меньше и, следовательно, меньше токи самозапуска и больше остаточные напряжения [45].

Уменьшение тока самозапуска электродвигателей, имеющих вентиляторный момент сопротивления, по сравнению с его значением для полностью заторможенных двигателей, в зависимости от времени перерыва питания может быть учтено коэффициентом k_f , тогда:

$$I_{\text{сн}t} = k_f I_{\text{сн}} \quad (12-10)$$

где $I_{\text{сн}t}$ – ток самозапуска двигателей при данном перерыве питания, $I_{\text{сн}}$ – расчетный ток самозапуска двигателей из заторможенного состояния, полученный по выражению (12-4).

Зависимость коэффициента k_f от длительности перерыва питания показана на рис. 12-2. Далее весь расчет производится по формулам (12-1)–(12-5). Остаточное напряжение (в о. е.) на шинах питания электродвигате-

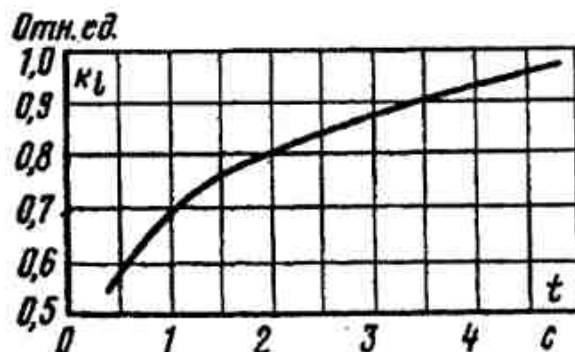


Рис. 12-2. Зависимость коэффициента уменьшения кратности пускового тока электродвигателей при самозапуске k_f от длительности перерыва питания

лей с учетом их неполного торможения можно также определить по выражению [45]:

$$U_{*\text{ост}} = \frac{U_{*\text{ш}}}{1 + \sqrt{3} \cdot (x_c + x_r) k_f \sum_{i=1}^n I_{\text{пуск.дв}i} / U_{\text{н.дв}i}} \quad (12-11)$$

Выполнение самозапуска различных групп электродвигателей. На промышленных предприятиях электродвигатели напряжением 0,4 кВ могут быть разделены на три группы:

- особо ответственные, обеспечивающие в аварийных режимах остановку основного оборудования без повреждений (в частных случаях эта группа потребителей может обеспечивать продолжение основного технологического процесса). Например, к таким электродвигателям относят пожарные насосы; дымососы котлов; вентиляторы взрывоопасных помещений, обеспечивающие после восстановления напряжения ликвидацию образования взрывоопасных смесей для предотвращения взрывов и пожаров; маслонасосы уплотнений, предотвращающие прорыв газа и образование взрывоопасных смесей;

- ответственные, отключение которых вызывает нарушение технологического процесса или снижение производительности установки;
- неотчетственные, непродолжительное отключение которых не нарушает нормального режима работы основного оборудования.

Особо ответственные электродвигатели должны участвовать в самозапуске после сравнительно длительных перерывов электроснабжения, когда питание восстанавливается вручную оперативным персоналом или по-

сле запуска аварийных источников питания (например, аварийных дизель-генераторов). Следовательно, эти электродвигатели должны участвовать в самозапуске независимо от длительности перерыва питания, если ключи их управления находятся в положении «включено». Поэтому цепи управления их магнитных пускателей включают не через кнопки управления, а через пакетные выключатели с фиксацией команды «включено». При управлении этих электродвигателей от технологических АСУ алгоритмы управления должны быть построены таким образом, чтобы после перерыва питания вновь подавалась команда «включить», или чтобы команда «включить» была зафиксирована на все время работы этого электродвигателя вплоть до подачи команды «отключить». При этом однократность включения на КЗ обеспечивается отключением автоматического выключателя присоединения. Возможно применение вместо пускателей и контакторов автоматических выключателей с дистанционным приводом.

Ответственные электродвигатели должны участвовать в самозапуске только при перерывах питания, соответствующих длительности срабатывания устройств АВР со стороны основного питания (с запасом 0,5–1,0 с); при большей длительности перерыва питания электродвигатели должны автоматически отключаться по условиям безопасности обслуживающего персонала. Должна предусматриваться возможность вывода части электродвигателей из самозапуска, если самозапуск всех электродвигателей невозможно обеспечить (их можно включать с выдержкой времени после окончания самозапуска основной группы).

Для реализации этих требований могут применяться следующие способы построения схем управления.

Первый способ – применение релейных схем, возвращающих контактор или магнитный пускатель во включенное положение после перерыва питания, если длительность перерыва питания была меньше или равна заданной. Схемы могут выполняться как на постоянном, так и на переменном оперативном токе. Одна из таких схем приведена на рис. 12-3. Она работает следующим образом. При нажатии на кнопку «включить» *SB1* срабатывает реле команды «включить» *KCC*, которое своими контактами включает контактор *KM* и подготавливает цепь отключения. Реле *KCC* имеет регулируемую выдержку времени при возврате. Для отключения применено реле команды «отключить» *KCT*, которое при нажатии кнопки «отключить» *SB2* срабатывает, самоудерживается через контакты реле *KCC* и отключает контактор *K*. Контактор отключается сразу, а реле *KCT* и *KCC* возвращаются в исходное положение после истечения выдержки времени реле *KCC*. При исчезновении напряжения контактор *KM* отключается. Если напряжение успеет восстановиться до того момента, пока не вернется реле *KCC*, контактор *K* вновь включится через еще замкнутые кон-

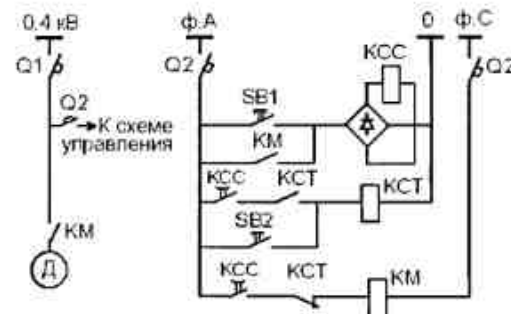


Рис. 12-3. Схема управления, обеспечивающая самозапуск электродвигателя в течение заданного времени восстановления напряжения

такты *KCC*. Таким образом, двигатель будет участвовать в самозапуске только в том случае, если длительность перерыва питания меньше, чем время возврата реле *KCC*.

Если расчеты показали возможность самозапуска всех ответственных двигателей, то все реле *KCC* настраиваются на время возврата, превышающее уставку срабатывания АВР со стороны основного питания:

$$t_{\text{в}} = t_{\text{АВР}} + t_{\text{зап}} \quad (12-12)$$

где $t_{\text{зап}}$ – время запаса (0,4–0,6 с).

Если возможен самозапуск только части ответственных электродвигателей, то на реле *KCC* этих электродвигателей выставляется уставка возврата, определенная по (12-12).

На остальных электродвигателях уставку *KCC* можно определить из следующих соображений. Как указывалось выше, при кратковременных перерывах питания можно обеспечить самозапуском дополнительную мощность электродвигателей. Например, при перерыве питания 0,5 с кратность пускового тока (см. рис. 12-2) уменьшается до 0,59, следовательно, допустимая мощность двигателей, участвующих в самозапуске увеличивается в $1/0,59 = 1,7$ раза по сравнению с самозапуском заторможенных двигателей. Следовательно, дополнительная мощность двигателей составляет 70% от суммарной мощности двигателей, участвующих в самозапуске из заторможенного состояния (т. е. 70% от допустимой мощности, полученной в расчете).

Для осуществления самозапуска этой дополнительной группы двигателей в схемах их управления на реле *KCC* выставляется уставка $t_{\text{в}} = 0,5$ с. Тогда при перерыве питания длительностью свыше 0,5 с до $t_{\text{АВР}}$ в самозапуске участвует только основная часть двигателей, где уставка *KCC*

$t_n = t_{\text{ЛВР}} + t_{\text{зав}}$, а при перерыве питания до 0,5 с — еще и дополнительная часть двигателей, где установка КСС $t_n = 0,5$ с. Практически это означает сохранение электродвигателей в работе после кратковременных снижений напряжения вследствие КЗ в питающей сети и в сети 0,4 кВ, отключаемых токовыми отсечками.

Второй способ — применение контакторов или магнитных пускателей с задержкой отпадания якоря при перерывах питания, осуществляемой с помощью специальных приставок, содержащих конденсаторы [46]. Время задержки выбирается аналогично вышеизложенному.

Третий способ — применение в качестве коммутационных аппаратов автоматов с дистанционным приводом. В этом случае обязательно выполнение защиты минимального напряжения, действующей на отключение автоматов электродвигателей с несколькими ступенями выдержки времени, которые выбираются аналогично изложенному выше.

Неответственные электродвигатели не должны участвовать в самозапуске. Поэтому цепи управления их магнитных пускателей или контакторов включают через кнопки управления, что обеспечивает автоматическое отключение электродвигателей при перерыве питания. При управлении этих электродвигателей от технологических АСУ алгоритмы управления должны быть построены аналогичным образом. При применении в качестве коммутационных аппаратов автоматов с дистанционным приводом обязательно выполнение защиты минимального напряжения с действием на отключение автоматов электродвигателей с выдержкой времени не более 0,5 с.

Действия релейной защиты и электроавтоматики, а также технологической защиты и автоматики объединены единством задачи и должны быть строго согласованы между собой путем правильного выбора принципов работы и параметров срабатывания (уставок). Несогласованное действие этих устройств само является источником аварий или приводит к развитию аварий. Поэтому все схемы технологических защит, технологической автоматики и управления должны быть подвергнуты тщательному анализу с целью предотвращения их неправильного действия при перерывах питания. В связи с этим может потребоваться изменение уставок или отдельных схем технологической автоматики и защиты.

Пример 12-1. Определить ориентировочную допустимую мощность электродвигателей, участвующих в самозапуске, и ток самозапуска, который следует учитывать при расчетах защиты трансформатора мощностью 1000 кВ·А, 10/0,4 кВ, $u_k = 5,5\%$, $x_T = 8,6$ мОм. Сопротивление внешней сети составляет $x_c = 0,1x_T$.

Решение. Поскольку данные по другим потребителям, подключенным к сети 10 кВ, неизвестны, а они тоже могут участвовать в самозапуске, высывая падение напряжения на сопротивлении x_c , принимаем условием успешного самозапуска $U_{\text{ост}} \geq 0,8 U_{\text{ном}}$. Допустимую мощность участвующих в самозапуске электродвигателей

определим по выражению (12-8):

$$P_{\text{сп}} = \frac{U_{\text{ном.дв}}^2 \eta_{\text{дв}} \cos \varphi_{\text{дв}} (U_{\text{нп}} - U_{\text{ост}})}{k_{\text{пуск.ср}} U_{\text{ост}} (x_c + x_T)} = \frac{380^2 \cdot 0,95 \cdot 0,8 \cdot (1,05 - 0,8)}{7 \cdot 0,8 \cdot (0,86 + 8,6)} = 518 \text{ кВт.}$$

При перерывах питания до 0,5 с самозапуском можно обеспечить дополнительную мощность электродвигателей, которая составляет 70% расчетной, т.е. $0,7 \cdot 518 = 362$ кВт.

Таким образом, при перерывах питания до 0,5 с допустимая мощность участвующих в самозапуске электродвигателей составит $518 + 362 = 880$ кВт.

Вначале рассчитаем ток самозапуска и проверим остаточное напряжение при самозапуске после перерыва питания до 0,5 с.

Суммарный пусковой ток по выражению (12-7):

$$\sum_1^n I_{\text{пуск.дв.п}} = k_{\text{п.ср}} \sum_1^n I_{\text{ном.дв.п}} = \frac{k_{\text{п.ср}} P_{\text{сп}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.дв}} \cdot \cos \varphi_{\text{дв}} \cdot \eta_{\text{дв}}} = \frac{7 \cdot 880}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,8 \cdot 0,95} = 12,3 \text{ кА.}$$

Суммарное эквивалентное сопротивление остановленных электродвигателей по (12-2):

$$x_{\text{дв.эв}} = 380 / (\sqrt{3} \cdot 12,3) = 17,86 \text{ мОм.}$$

Суммарное расчетное сопротивление источника питания и остановленных электродвигателей по (12-3):

$$x_{\Sigma \text{расч}} = 0,86 + 8,6 + 17,86 = 27,32 \text{ мОм.}$$

Ток самозапуска по (12-10) и (12-4):

$$I_{\text{сп}} = k_i I_{\text{сп}} = k_i U_{\text{нп}} / (\sqrt{3} x_{\Sigma \text{расч}}) = 0,59 \cdot 1,05 \cdot 380 / (\sqrt{3} \cdot 27,32) = 4,98 \text{ кА.}$$

Напряжение самозапуска по (12-11):

$$U_{\text{ост}} = \frac{1,05}{1 + \sqrt{3} \cdot (0,86 + 8,6) \cdot 0,59 \cdot 12,3 / 380} = 0,8.$$

Рассчитаем ток самозапуска и остаточное напряжение при самозапуске после перерыва питания длительностью свыше 0,5 с, когда в самозапуске будут участвовать электродвигатели мощностью 518 кВт.

Суммарный пусковой ток по выражению (12-7):

$$\sum_1^n I_{\text{пуск.дв.п}} = k_{\text{п.ср}} \sum_1^n I_{\text{ном.дв.п}} = \frac{k_{\text{п.ср}} P_{\text{сп}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.дв}} \cdot \cos \varphi_{\text{дв}} \cdot \eta_{\text{дв}}} = \frac{7 \cdot 518}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,8 \cdot 0,95} = 7,25 \text{ кА.}$$

Суммарное эквивалентное сопротивление остановленных электродвигателей по (12-2):

$$x_{\text{дв.эв}} = 380 / (\sqrt{3} \cdot 7,25) = 30,3 \text{ мОм.}$$

Суммарное расчетное сопротивление источника питания и остановленных электродвигателей по (12-3):

$$x_{\Sigma \text{расч}} = 0,86 + 8,6 + 30,3 = 39,76 \text{ мОм.}$$

Ток самозапуска по (12-4):

$$I_{\text{сп}} = U_{\text{нп}} / (\sqrt{3} x_{\Sigma \text{расч}}) = 1,05 \cdot 380 / (\sqrt{3} \cdot 39,76) = 5,8 \text{ кА.}$$

Напряжение самозапуска по (12-5):

$$U_{\text{ост}} = U_{\text{нп}} x_{\text{дв.эв}} / x_{\Sigma \text{расч}} = 1,05 \cdot 30,3 / 39,76 = 0,8.$$

Таким образом, самозапуск в обоих случаях будет успешным, однако для расчетов защиты трансформатора следует учесть наиболее тяжелый случай, когда ток самозапуска равен 5,8 кА.

Особенности самозапуска винтовых маслонасосов. В собственных нуждах напряжением 0,4 кВ газоперекачивающих компрессорных станций во многих случаях преобладает нагрузка электродвигателей винтовых насосов, применяемых для создания масляного уплотнения вала перекачивающих газ нагнетателей. Винтовые масляные насосы, именуемые в дальнейшем маслонасосами уплотнений (МНУ), имеют постоянный момент сопротивления и в соответствии с изложенным выше, казалось бы, не могут участвовать в самозапуске. Однако для электродвигателей МНУ, являющихся особо ответственными потребителями, оказывается возможным успешно осуществить самозапуск при тех же остаточных напряжениях, что и для электродвигателей с вентиляторным моментом сопротивления. Для этого используется специальное устройство насоса – пусковой клапан, предусмотренный заводом-изготовителем для облегчения пуска и уменьшения мощности двигателя, в сочетании с особой схемой управления двигателями МНУ (рабочим и резервным).

В настоящее время для масляного уплотнения применяется винтовой насос типа МВН-30-320 (табл. 12.1). Мощность, потребляемая электродвигателем насоса, зависит от давления масла, определяемого противодействием газа (табл. 12.2). Поэтому для разных типов нагнетателей, предназначенных на разные давления газа, применяются разные электродвигатели (табл. 12.3). Наиболее распространены нагнетатели на давление 5,5 и 7,5 МПа.

Таблица 12.1

Номинальные параметры винтового маслонасоса уплотнений МВН-30-320

Параметры	Частота вращения, об/мин			
	1450		2900	
Давление, МПа	5,5	7,5	5,5	7,5
Объемный расход, л/с	2,15 ± 0,2	1,8 ± 0,2	4,5 ± 0,4	4,2 ± 0,4
Мощность, кВт	18 ± 1,7	23,5 ± 2,6	35 ± 3,2	47 ± 4,5

Таблица 12.2

Характеристики винтового насоса МВН-30-320

Параметры	Давление, МПа										
	0	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10
При частоте вращения 1450, об/мин											
Мощность, кВт	4	6,8	9,2	11,9	14,2	16,7	19	21,1	24,3	27,8	32
Расход, л/с	2,7	2,52	2,45	2,4	2,3	2,22	2,12	2,02	1,88	1,65	1,37
КПД, %	99	94	90	87	85	84	81	75	69	61	52
При частоте вращения 2900, об/мин											
Мощность, кВт	6	11,3	16,8	21,8	27,5	32,6	37,6	42,8	48,6	55,5	64,5
Расход, л/с	5,4	5,1	4,88	4,75	4,62	4,55	4,5	4,4	4,2	3,85	3,6
КПД, %	99	94	90	87	85	84	82	80	78	73	66

Таблица 12.3

Характеристики электродвигателей МНУ

Тип двигателя	370-18-1	520-12-1
Максимальное давление газа, МПа	7,5	5,5
Мощность насоса, кВт	47	35
Мощность двигателя, кВт	55	40
Тип двигателя	A-2-81-2	A-2-72-2
Кратность пускового тока $I_{пуск,дв}/I_{н,дв}$	7	7
Кратность пускового момента к минимальному	1	1
$M_{пуск,дв}/M_{мин,дв}$		
Кратность минимального момента к номинальному	1	1
$M_{мин,дв}/M_{н,дв}$		
Кратность максимального момента к номинальному $M_{макс,дв}/M_{н,дв}$	2,2	2,2

На одноступенчатых нагнетателях устанавливаются МНУ с одинаковыми электродвигателями, однако не все они потребляют одинаковую мощность. Часто применяют двухступенчатое сжатие газа. Нагнетатели первой ступени создают меньшее давление газа, нагнетатель второй ступени – большее, следовательно, маслонасосы уплотнений этих нагнетателей, работая на разное противодействие газа, потребляют разную мощность и имеют разный момент сопротивления на валу (см. табл. 12.2).

При пуске насоса, находившегося в резерве, он не сразу начинает потреблять максимальную мощность, а набирает ее постепенно благодаря работе пускового клапана, входящего в состав блока клапанов (рис. 12-4). В начале пуска насоса обратный клапан 2 и предохранительный клапан 13 закрыты, и весь поток масла от винтового насоса направляется через открытое сливное отверстие 8 золотника 7 пускового клапана на слив 9. Размер сливного отверстия 8 устанавливается регулировочным винтом 6. По мере разворота насоса давление масла увеличивается и в конце разворота определяется открытием сливного отверстия, достигая (по данным завода-изготовителя) 1,2 МПа. Через продольное отверстие с жиклером 4 в золотнике 7 давление передается в верхнюю полость 5 клапана. При достижении в этой полости давления 0,3 МПа и более клапан начинает закрываться, постепенно сжимая пружину 10 и перекрывая сливное отверстие 8. Длительность закрытия клапана регулируется винтом 6 и диаметром отверстия жиклера 4 в пределах 2–15 с, что значительно больше длительности пуска электродвигателя, поэтому в период пуска насос потребляет небольшую мощность (т. е. имеет небольшой момент сопротивления), определяемую

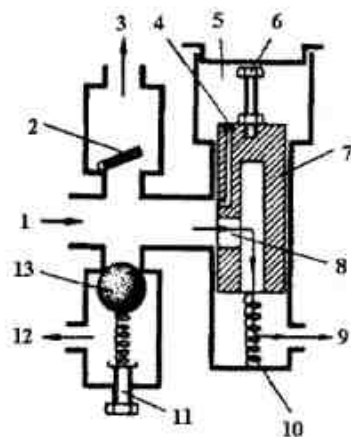


Рис. 12-4. Схема блока клапанов винтового маслонасоса уплотнений

давлением 1,2 МПа. После закрытия пускового клапана давление масла становится равным давлению в уплотнении (т. е. противодействию газа в нагнетателе) и весь поток масла 3 поступает через открывшийся обратный клапан 2 к уплотнению. При этом насос загружается полностью и потребляет мощность, соответствующую данному давлению масла (газа) в уплотнении.

После остановки насоса золотник возвращается в исходное положение, открывая пусковой клапан. Длительность открытия клапана составляет не более 8 с. При недопустимом повышении давления масла открывается предохранительный клапан 13, уставка которого регулируется винтом 11, и масло поступает на слив 12.

Рассмотрим, при каком минимальном остаточном напряжении электродвигатель может, во-первых, развернуть насос, и, во-вторых, устойчиво работать после взятия нагрузки.

С достаточной для поставленной цели точностью пуск насоса можно представить происходящим в два этапа: пуск на открытый пусковой клапан при небольшой нагрузке, определяемой давлением 1,2 МПа, и набор нагрузки после закрытия пускового клапана.

В конце пуска насоса на открытый пусковой клапан максимальная потребляемая мощность (следовательно, и момент сопротивления M_c) определяется давлением масла 1,2 МПа, с запасом примем 2 МПа, и составляет по табл. 12.2 $P_1 = 17$ кВт. Для упрощения примем, что в начале пуска момент сопротивления тот же, это идет в запас расчета. Учитывая также, что

вращающий момент двигателя пропорционален квадрату напряжения и должен быть на 10% больше момента сопротивления, а пусковой момент двигателя $M_{пуск}$ равен номинальному M_n , нетрудно получить выражение для остаточного напряжения, при котором двигатель сможет развернуть насос:

$$\frac{U_{ост}}{U_n} \geq \sqrt{\frac{1,1 \cdot M_c}{M_{пуск}}} = \sqrt{\frac{1,1 \cdot P_1}{P_n}}, \quad (12-13)$$

где P_n — номинальная мощность электродвигателя.

По известному значению P_1 из (12-13) находим, что для двигателей с номинальной мощностью 55 и 40 кВт остаточное напряжение, при котором двигатель сможет развернуть насос, составляет соответственно $0,59U_n$ и $0,69U_n$. Таким образом, при $U_{ост} = 0,7U_n$ пуск обеспечивается.

После закрытия пускового клапана насос загружается в соответствии с давлением масла (газа), при этом максимальная нагрузка двигателя мощностью 55 кВт составит $P_2 = 47 + 4,5$ кВт, а максимальная нагрузка двигателя мощностью 40 кВт составит $P_2 = 35 + 3,2$ кВт (см. табл. 12.1). Максимальный момент этих двигателей в 2,2 раза больше номинального. С учетом этого остаточное напряжение, при котором двигатели смогут устойчиво работать, определяется по выражению:

$$\frac{U_{ост}}{U_n} \geq \sqrt{\frac{1,1 \cdot M_c}{M_{пуск}}} = \sqrt{\frac{1,1 \cdot P_2}{2,2 P_n}}. \quad (12-14)$$

По известному значению P_2 из (12-14) находим, что для двигателей с номинальной мощностью 55 кВт и 40 кВт это напряжение одинаково и составляет $U_{ост} = 0,69U_n$.

Таким образом, при остаточном напряжении $0,7U_n$ двигатели смогут развернуться, взять нагрузку и продолжать устойчиво работать.

Если же осуществлять пуск насоса с закрытым пусковым клапаном, то при максимальном давлении газа и максимальной потребляемой мощности двигатели могут и не развернуться. В этом случае по (12-13) имеем для двигателя мощностью 55 кВт $P_2 = 47 + 4,5$ кВт и $U_{ост} = 1,01U_n$, для двигателя мощностью 40 кВт $P_1 = 35 + 3,2$ кВт и $U_{ост} = 1,2U_n$.

Следовательно, в самозапущении после перерыва питания должны участвовать только те винтовые насосы, на которых открыт пусковой клапан. Это могут быть либо резервные (на них пусковой клапан открыт), либо рабочие винтовые насосы, если их включать с выдержкой времени, достаточной для открытия пускового клапана. Винтовые насосы с закрытым пусковым клапаном не должны участвовать в самозапущении, так как они не только не смогут развернуться при понижении напряжения, но будут

тормозить самозапуск остальных двигателей, потребляя повышенный ток и еще больше снижая напряжение на шинах.

Соответственно должны выполняться и схемы управления электродвигателями МНУ. В схеме управления устанавливают реле времени КТ типа РВ-247 (рис. 11-2), позволяющее после перерыва питания включать винтовой насос только после открытия пускового клапана. Для этого выдержка времени реле принимается больше длительности открытия пускового клапана. Это же реле времени позволяет обеспечить поочередный самозапуск электродвигателей МНУ от маломощных аварийных дизель-генераторов, для чего принимаются разные уставки по времени.

При регулировке винтовых насосов требуется такая настройка пускового клапана, при которой длительность его закрытия будет больше длительности пуска или самозапуска насоса и в то же время обеспечивается минимально возможная длительность его открытия.

Таким образом, самозапуск МНУ всегда происходит из заторможенного состояния. Поэтому расчеты самозапуска электродвигателей МНУ следует производить без учета снижения пусковых токов при кратковременных перерывах питания, т. е. без учета выражений (12-10) и (12-11).

13. АВАРИЙНОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ НА НАПРЯЖЕНИИ 0,4 кВ

Требования к сети, имеющей аварийное электроснабжение. Согласно ПУЭ [1] при потере двух независимых источников питание особо ответственных электроприемников должно осуществляться от третьего независимого источника, в качестве которого часто используют аварийные дизель-генераторы напряжением 0,4 кВ с быстрым запуском и включением.

Обычно схемы электроснабжения выполняют так, что все упомянутые в главе 12 группы электроприемников питаются от одних и тех же шин КТП-0,4 кВ, или от сборок, питающихся от шин этой КТП. Поскольку аварийный дизель-генератор предназначен для питания только особо ответственных электроприемников и обычно имеет ограниченную мощность, то остальные электроприемники при его запуске должны быть отключены.

Это достигается с помощью защиты минимального напряжения, отключающей автоматические выключатели неответственных сборок и потребителей, питающихся от шин 0,4 кВ КТП, а также способами, описанными в разделе «Выполнение самозапуска различных групп электродвигателей» (глава 12). Таким образом при длительных перерывах питания, превышающих уставку срабатывания АВР КТП, все потребители, кроме особо ответственных, будут отключены, поэтому напряжение от аварийного дизель-генератора может быть подано непосредственно на шины КТП.

Иногда особо ответственные электроприемники выделяют на отдельную сборку, имеющую кроме вводов питания от сети, аварийное питание

от дизель-генератора. При длительности перерыва питания, превышающей уставку времени срабатывания АВР на КТП 0,4 кВ, дизель-генератор автоматически запускается, отключаются автоматы питания сборки от КТП и затем включается автомат питания этой сборки от дизель-генератора. Этот вариант менее предпочтителен, поскольку обеспечить селективность действия защит в такой схеме при любых режимах ее работы очень сложно.

Одновременный групповой самозапуск всех особо ответственных электроприемников от аварийного дизель-генератора может привести к опасному глубокому снижению напряжения на шинах КТП, чрезмерному набросу нагрузки на дизель и его остановке. Поэтому применяют поочередный самозапуск электродвигателей, выполняемый с помощью схемы рис. 11-2. Уставки реле времени типа РВ-247 принимаются такими, чтобы самозапуск следующего электродвигателя начинался в конце пуска предыдущего. При управлении электродвигателями от САУ технологических установок в них закладывается аналогичный алгоритм.

Разумеется, устройства защиты электрической сети должны быть надежными, селективными и чувствительными не только в режиме работы сети от основных источников электроснабжения, но и при электроснабжении от аварийных источников, когда токи КЗ существенно меньше, чем в режиме питания от основных источников.

Из изложенного видно, что для аварийного электроснабжения на напряжении 0,4 кВ необходимо:

- иметь КТП с вводами не только от основных, но и от аварийных источников питания, оснащенную устройствами АВР с автоматическим возвратом на секционном выключателе и на вводах от аварийного источника электроснабжения;
- иметь аварийный источник электроснабжения. В качестве такого источника можно использовать дизель-генератор с быстрым запуском и включением или третий независимый ввод от энергосистемы;
- обеспечить такое построение сети, при котором выбранные аппараты защиты обеспечат селективное отключение поврежденных не только в режиме работы сети от основных источников электроснабжения, но и при электроснабжении от аварийных источников;
- соответствующим образом организовать цепи управления особо ответственных, ответственных и неответственных электродвигателей и других электроприемников.

Требования к аварийным дизель-генераторам. Аварийный дизель-генератор, кроме быстрого запуска и включения, должен «вписываться» в прилегающую сеть 0,4 кВ. Это означает, что:

- мощность дизель-генератора должна быть достаточна для обеспечения работы особо ответственных потребителей;

- генератор должен обеспечивать токи КЗ, достаточные для работы защит прилегающей сети и согласования по чувствительности максимальной токовой защиты генератора с защитами отходящих линий 0,4 кВ;
 - состав защиты генератора должен соответствовать его мощности и условиям применения (см. главу 11).

Если оказалось, что защита генератора не обладает необходимой чувствительностью при КЗ, то можно выполнить следующие мероприятия:

- пересмотреть построение сети 0,4 кВ (разукрупнить нагрузки, уменьшить номиналы автоматических выключателей отходящих линий), это легко осуществить при проектировании сети, но в условиях действующих установок весьма затруднительно;

- заказать дизель-генератор с «переразмеренной» мощностью генератора.

Пример 13-1. Оценить допустимость применения аварийных генераторов разных типов мощностью 630 кВт с точки зрения релейной защиты сети для подстанции 0,4 кВ, на которой для защиты отходящих линий применены селективные автоматические выключатели с номинальным током 300 А, током срабатывания отсечки $I_{с.о.} = 2100$ А и временем срабатывания 0,2 с. Наиболее мощная нагрузка подключена на вторичные сборки – по два электродвигателя (рабочий и резервный) каждый мощностью 55 кВт с номинальным током $I_{н.дв.} = 110$ А и пусковым $I_{пуск.дв.} = 770$ А. При потере основного питания на шину 0,4 кВ автоматически включается аварийный дизель-генератор, от которого продолжается питание указанных вторичных сборок (неотчетливая нагрузка отключается защитой минимального напряжения перед включением аварийного дизель-генератора). Для предотвращения недопустимой перегрузки аварийного дизель-генератора организован поочередный самозапуск электродвигателей.

Р е ш е н и е. Рассмотрим возможность применения генераторов типа СГДМ мощностью 630 кВт со щеточной системой возбуждения (производства «Электросила») и типа НС634G мощностью 640 кВт с бесщеточной системой возбуждения (производства фирмы STAMFORD), параметры которых приведены в табл. 2.17.

Определим ток срабатывания максимальной токовой защиты (МТЗ) генератора $I_{с.з.}$ из следующих условий:

1. Условие (8-1) согласования с защитами отходящих линий:

$$I_{с.з.} \geq k_{н.с.} \cdot I_{с.о.} = 1,4 \cdot 2100 = 3000 \text{ А,}$$

где $k_{н.с.}$ – коэффициент надежности согласования защит; $I_{с.о.}$ – наибольший ток срабатывания отсечек отходящих линий.

2. Условие (11-2) несрабатывания при максимальном рабочем токе (практически полной нагрузке генератора) с учетом пуска наиболее мощного двигателя (учитывая возможность случайного наложения пусков двух двигателей):

- для генератора СГДМ мощностью 630 кВт:

$$I_{с.з.} \geq k_n (I_{н.г.} - 2 I_{н.дв.} + 2 I_{пуск.дв.}) = 1,2 (1138 - 2 \cdot 110 + 2 \cdot 770) = 3000 \text{ А,}$$

где $I_{н.г.}$ – номинальный ток генератора;

- для генератора НС634G мощностью 640 кВт:

$$I_{с.з.} \geq k_n (I_{н.г.} - 2 I_{н.дв.} + 2 I_{пуск.дв.}) = 1,2 (1156 - 2 \cdot 110 + 2 \cdot 770) = 3000 \text{ А.}$$

3. Условие (11-3) чувствительности защиты. Поскольку ток КЗ от маломощных генераторов затухает очень быстро, то чувствительность МТЗ проверяется при устано-

вившемся токе близкого трехфазного КЗ, который оказывается минимальным по сравнению с другими видами КЗ:

- для генератора СГДМ мощностью 630 кВт установившийся ток трехфазного КЗ на зажимах генератора по выражению (2-40) составит:

$$I_{кз}^{(3)} = I_{н.г.} \cdot OK3 \cdot I_{н.г.пред} = 1138 \cdot 0,63 \cdot 10 = 7170 \text{ А,}$$

где OK3 – отношение короткого замыкания для данного генератора, $I_{н.г.пред}$ – критность предельного тока возбуждения по отношению к току возбуждения холостого хода.

Уставка тока срабатывания МТЗ генератора по условию чувствительности (11-3) должна быть не более $I_{с.з.} \leq I_{кз}^{(3)} / 1,5 = 7170 / 1,5 = 4780$ А, что значительно больше требуемой 3000 А. Следовательно, этот генератор может работать в данной сети.

- для генератора НС634G мощностью 640 кВт установившийся ток трехфазного КЗ на зажимах генератора составит:

$$I_{кз}^{(3)} = I_{н.г.} \cdot OK3 \cdot I_{н.г.пред} = 1156 \cdot 0,35 \cdot 6,92 = 2800 \text{ А,}$$

что совпадает с заводскими кривыми затухания, приведенными на рис. 2-8. Уставка МТЗ этого генератора по условию чувствительности может составить всего $I_{с.з.} \leq I_{кз}^{(3)} / 1,5 = 2800 / 1,5 = 1860$ А, что значительно меньше требуемой 3000 А. Следовательно, этот генератор не может быть использован в данной сети. Такой же вывод мы получим даже если не учитывать возможности наложения пусков двух двигателей, поскольку в этом случае определяющим будет условие (8-1). Требуемая по этому условию уставка МТЗ составляет 3000 А, что также существенно больше допустимой по условию чувствительности МТЗ генератора.

Главная причина такого положения – в системе возбуждения генератора.

В генераторе серии СГДМ применена щеточная система возбуждения ССВ удачной конструкции, которая обеспечивает установившийся ток КЗ практически равный сверхпереходному. Действительно, сопротивление генератора мощностью 630 кВт в начальный момент КЗ по выражению (2-36) составляет:

$$x_T = \frac{x_d^* U_{н.г.}^2}{S_{н.г.}} = \frac{0,16 \cdot 400^2}{738} = 32,5 \text{ мОм,}$$

сверхпереходный ток металлического трехфазного КЗ по выражению (2-35):

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{1,05 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 32,5} = 7,5 \text{ кА, а установившийся – 7,17 кА.}$$

Генераторы НС634G мощностью 640 кВт фирмы STAMFORD имеют бесщеточную систему возбуждения. Их характерной особенностью является не только быстрое затухание токов КЗ (всего за 0,2 с), но и очень существенное снижение установившегося тока КЗ по сравнению с начальным значением. Сопротивление генератора в начальный момент КЗ составляет:

$$x_T = \frac{x_d^* U_{н.г.}^2}{S_{н.г.}} = \frac{0,17 \cdot 400^2}{800} = 34 \text{ мОм,}$$

сверхпереходный ток металлического трехфазного КЗ:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{1,05 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 34} = 7,1 \text{ кА, а установившийся – 2,8 кА.}$$

Применим вместо генератора НС634G мощностью 640 кВт генератор НС634K мощностью 888 кВт (мощность дизеля остается прежней). Для него:

$$I_{кз}^{(3)} = I_{н.г.} \cdot OK3 \cdot I_{н.г.пред} = 1604 \cdot 0,4 \cdot 6,56 = 4200 \text{ А,}$$

в этом случае ток срабатывания защиты генератора может быть принят:

$$I_{сз} \leq I_{нр}^{(3)} / 1,5 = 4200 / 1,5 = 2800 \text{ А.}$$

При этом коэффициент надежности согласования с защитами отходящих линии составит $k_{нз} = 2800 / 2100 = 1,33$ (приемлемо), а условие несрабатывания защиты генератора при пуске двигателей и полной нагрузке генератора соблюдается только при исключении случаев наложения пусков двух двигателей:

$$I_{сз} \geq k_n (I_{нр} - 2 I_{н.дв} + 2 I_{пуск.дв}) = 1,2 (1138 - 110 + 770) = 2200 \text{ А,}$$

что при отсутствии других решений может быть принято (в приведенном выражении значение $I_{нр}$ принято исходя из мощности дизеля, а не генератора, поскольку перегрузка дизеля недопустима).

Таким образом, при применении генератора с бесщеточным возбуждением для данной сети приходится «переразмеривать» мощность генератора. В данном случае вместо генератора НС634С мощностью 640 кВт приходится применить генератор НС634К мощностью 888 кВт, а мощность дизельного привода остается равной 630 кВт.

Требования к автоматике КТП с аварийными вводами питания.

Эти подстанции обычно выполняют по схеме на рис. 1-1. Они должны быть оснащены устройствами АВР секционного выключателя (АВР СВ) и устройствами АВР дизель-генератора с автоматическим возвратом схемы в исходное положение при восстановлении основного питания.

Исходное состояние схемы рис. 1-1. В нормальном режиме питание подано на оба рабочих ввода, выключатели Q1 и Q2 включены, секционный выключатель Q3 отключен, выключатель аварийного ввода Q4 включен (через него осуществляется питание собственных нужд аварийного дизель-генератора), выключатель генератора Q5 отключен.

При исчезновении напряжения на одной из секций и наличии напряжения на другой запускается АВР СВ. После соответствующей выдержки времени отключается выключатель потерявшей питание секции Q1(Q2), включается секционный выключатель Q3 и обесточенная секция запитывается от другого ввода Q2(Q1).

При восстановлении напряжения на отключенном вводе Q1(Q2) работает автоматика возврата к нормальному режиму. С установленной выдержкой времени секционный выключатель Q3 отключается, включается выключатель ввода Q1(Q2) и секция запитывается от своего ввода (при синфазных напряжениях на вводах отключение Q3 происходит после включения выключателя ввода). Схема вернулась в исходное состояние.

При исчезновении напряжения на обеих секциях (вводах) работает АВР аварийного дизель-генератора. После установленной выдержки времени отключаются выключатели Q1 и Q2 обоих вводов и идет команда на запуск аварийного дизель-генератора и включение секционного выключателя Q3, при готовности аварийного дизель-генератора включается его выключатель Q5. Обе секции получают питание от аварийного дизель-генератора.

При восстановлении напряжения на вводах Q1 и Q2 работает автоматика возврата к нормальному режиму. С установленной выдержкой времени дается команда на останов дизель-генератора, отключение выключателей Q5 и Q3 с последующим включением Q1 и Q2 и секции запитываются от своих вводов (если напряжение восстановилось только на одном из вводов, Q3 не отключается). Схема вернулась в исходное состояние.

При КЗ на секции выключатель соответствующего ввода отключается своими защитами, при этом блокируется АВР СВ и АВР аварийного дизель-генератора.

Требования к устройству АВР секционного выключателя СВ [1, 3, 39, 47]:

- АВР СВ должно приходить в действие при исчезновении напряжения на шинах или самопроизвольном отключении выключателя ввода и блокироваться при КЗ на шинах КТП;

- при исчезновении напряжения на шинах АВР должно приходить в действие от пускового органа минимального напряжения, при этом пуск АВР должен выполняться с выдержкой времени для предотвращения излишних действий при КЗ в питающей сети или на отходящих линиях, а также для согласованного действия устройств противоаварийной автоматики в сети;

- АВР не должно приходить в действие при отсутствии напряжения на резервном источнике питания. Для этого должен предусматриваться пуск АВР с контролем наличия напряжения на смежной секции;

- АВР не должно приходить в действие до отключения выключателя рабочего источника для того, чтобы предотвратить включение резервного источника (СВ) на КЗ в неотключившемся рабочем источнике. При этом также исключается возможность несинхронного включения двух источников питания;

- для уменьшения длительности перерыва питания потребителей резервный источник питания (СВ) должен включаться сразу после отключения рабочего источника. На секциях с вводами от аварийных источников питания резервный источник питания (СВ) должен включаться с контролем отсутствия напряжения на потерявших питание шинах со стороны этих вводов;

- действие АВР должно быть однократным, чтобы не допустить нескольких включений резервного источника на неустранившееся КЗ, срывах привода выключателя или кратковременных перерывах оперативного тока. Орган однократности действия не должен выводиться из действия при ожидании снижения напряжения на потерявших питание шинах;

- при восстановлении напряжения на потерявшем питание вводе должна приходить в действие автоматика возврата от пускового органа максимального напряжения;

- пуск автоматики возврата должен выполняться с выдержкой времени для предотвращения излишних действий при случайных кратковременных режимах восстановления напряжения и при переходных процессах в питающей сети;

- автоматика возврата должна действовать на отключение СВ с последующим включением рабочего ввода по факту отключения СВ с контролем отсутствия встречного напряжения со стороны аварийного источника питания. При синфазных напряжениях на обоих рабочих вводах допуска-

ется включение вводного автомата с последующим отключением секционного по факту включенного положения обоих автоматов рабочих вводов;

- действие автоматики возврата должно быть однократным, чтобы не допустить нескольких включений на неустранившемся КЗ, срывах привода выключателя или кратковременных перерывах оперативного тока.

Заводы изготовители аварийных дизель-генераторов обычно оснащают их системой автоматического управления (САУ агрегата), которая поддерживает агрегат в состоянии готовности к пуску, осуществляет его автоматический пуск при исчезновении напряжения на вводе к этому генератору, а также пуск и останов по внешней команде. Современные САУ обеспечивают разворот генератора и включение его автомата за 2–5 с. Доступ к внутренним алгоритмам этой САУ, особенно при ее выполнении на микропроцессорах, практически невозможен. Для согласованного действия этой САУ с автоматикой КТП в составе КТП предусматривают дополнительную автоматику, которую условно называют устройством АВР аварийного дизель-генератора (АВР ДГ).

Требования к устройству АВР аварийного дизель-генератора:

- АВР ДГ должно приходить в действие при исчезновении напряжения на обоих вводах и секциях КТП от пускового органа минимального напряжения и блокироваться при КЗ на шинах КТП;

- пусковой орган минимального напряжения АВР ДГ должен иметь выдержку времени для предотвращения излишних действий при КЗ в питающей сети или на отходящих линиях, а также для согласованного действия устройств противоаварийной автоматики в сети;

- пусковой орган минимального напряжения АВР ДГ должен действовать на отключение выключателей рабочих вводов и блокировать АВР СВ перед включением генератора и во время его работы для предотвращения несинхронного включения;

- команда на пуск аварийного дизель-генератора должна даваться по факту отключения выключателей вводов. После окончания пуска САУ агрегата включает автомат дизель-генератора;

- если аварийный ввод предусмотрен только на одной из секций КТП, то устройство АВР должно включать секционный выключатель;

- при восстановлении напряжения на одном из вводов должна придти в действие автоматика возврата от пускового органа максимального напряжения, при этом пуск автоматики возврата должен выполняться с выдержкой времени для предотвращения излишних действий при случайных кратковременных режимах восстановления напряжения и при переходных процессах в питающей сети;

- автоматика возврата должна действовать на останов аварийного дизель-генератора (с отключением автомата генератора от САУ агрегата) с последующим включением автомата ввода рабочего питания, на котором восстановилось напряжение, по факту отключения автомата генератора.

Действие автоматики возврата на включение автомата рабочего питания должно быть однократным.

- автоматика возврата должна отключать секционный автомат, если напряжение восстановилось на обоих вводах.

Если для аварийного электроснабжения вместо дизель-генератора используется третий независимый ввод от энергосистемы, то автоматика выполняется аналогично, но с действием непосредственно на выключатель аварийного ввода Q4, рис. 1-1.

Выбор уставок АВР. Напряжение срабатывания пускового органа АВР принимается из условий:

- полного отсутствия напряжения;

- несрабатывания в условиях самозапуска электродвигателей в сети высшего напряжения, которое может составлять $0,55U_{II}$.

Поэтому эксплуатационным циркуляром Главтехуправления по эксплуатации энергосистем № Э-6/73 от 22.05.73 установлено напряжение срабатывания пускового органа АВР:

$$U_{с.АВР} = 0,25U_{II} \quad (13-1)$$

Время срабатывания пускового органа АВР принимается наибольшим из следующих условий:

- отстройка от времени действия защит, КЗ в зоне действия которых вызывают уменьшение напряжения ниже уставки срабатывания пускового органа АВР:

$$t_{с.АВР} = t_{с.з} + \Delta t, \quad (13-2)$$

где $t_{с.з}$ – наибольшее время срабатывания защиты линий, отходящих от шин, где установлено АВР или от шин питающей подстанции, КЗ в зоне действия которых вызывают срабатывание пускового органа АВР по напряжению; Δt – ступень селективности, для реле времени со шкалой до 9 с принимается 0,5–0,6 с, для реле времени со шкалой до 20 с принимается 1,5–2 с;

- согласование с временем действия АВР питающей подстанции:

$$t_{с.АВР} = t_{с.АВР1} + t_{зап}. \quad (13-3)$$

где $t_{с.АВР1}$ – время действия АВР питающей подстанции, $t_{зап}$ – время запаса, зависит от разброса срабатывания реле времени в схемах АВР и времени отключения и включения выключателей, принимается 1–3 с;

- согласование с временем действия АПВ питающей линии (при однократном АПВ):

$$t_{с.АВР} = t_{с.з} + t_{АПВ} + t_{зап}. \quad (13-4)$$

где $t_{с.з.}$ – время действия защиты, которая охватывает всю линию; $t_{АПВ}$ – уставка АПВ линии; $t_{зап}$ – время запыа, зависит от типов и реле времени запыт, АПВ и АВР, принимается 1,5–3,5 с.

Обычно условие согласования с временем действия АПВ питающей линии приводит к чрезмерному увеличению времени действия АВР. Из-за этого, а также учитывая, что АПВ может быть неуспешным, последнее условие часто игнорируют, считая, что если есть напряжения на соседней секции, лучше быстро включить резервное питание, а при восстановлении напряжения на потерявшем питании вводе восстановить нормальную схему с помощью автоматики возврата.

Напряжение срабатывания пускового органа автоматики возврата к нормальному режиму $U_{с.в.вр}$ принимается из условий:

- восстановления напряжения;
- несрабатывания в условиях самозапуска электродвигателей в сети высшего напряжения, которое может составлять $0,55U_{н.}$.

Поэтому напряжение срабатывания принимается:

$$U_{с.в.вр} = 0,8U_{н.} \quad (13-5)$$

Время срабатывания автоматики возврата из условия предотвращения излишних действий при случайных кратковременных режимах восстановления напряжения и при переходных процессах в питающей сети принимается 15–20 с.

Где заказать подстанции, предназначенные специально для аварийного электроснабжения. Такие подстанции серийно производятся петербургскими предприятиями ОАО «ПО Элтехника», ОАО «Новая Эра», ОАО «Электропульт», а также Минским Электротехническим заводом им. В.И. Козлова. Они могут применяться в любых электроустановках, требующих аварийного электроснабжения. Подстанции поставляются комплектно с трансформаторами и имеют две секции шин с рабочими вводами от трансформаторов, секционный выключатель, один или два аварийных ввода (по заказу). В качестве аварийных источников энергии могут быть применены или дизель-генераторы, или третий независимый ввод от энергосистемы. Подстанции оборудованы цифровыми блоками БМРЗ-0,4, БМПА и БМЦС, в которых реализованы алгоритмы работы АВР СВ и АВР аварийного дизель-генератора (ввода от энергосистемы) с автоматическим возвратом. Кроме того, в этих блоках реализованы чрезвычайно важные функции дальнего резервирования отказов запыт и выключателей, а также блокировки максимальных токовых запыт при пуске и самозапуске электродвигателей (см. ниже). Предусмотрена также защита минимального напряжения с действием на отключение неответственных потребителей. Для местного управления предусмотрена специальная панель управления с приемосхемой, измерительными приборами и органами управления и сиг-

нализации. Для дистанционного управления предусмотрены оптические каналы связи.

Аварийные дизель-генераторы предпочтительнее заказывать на заводе «Звезда» или в ЗАО «Звезда-Энергетика» (г. Санкт-Петербург), поскольку по первичной и вторичной коммутации они органично «вписываются» в схемы автоматики указанных подстанций и имеют время разворота и включения в сеть не более 3–4 с.

14. ДАЛЬНЕЕ РЕЗЕРВИРОВАНИЕ ОТКАЗОВ ЗАЩИТ И ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ В СЕТЯХ 0,4 кВ

Для сетей 0,4 кВ (в отличие от сетей более высоких напряжений) характерно большое влияние активных сопротивлений и сопротивления электрической дуги на значения токов коротких замыканий (КЗ), резкое снижение тока КЗ по мере удаления от шин 0,4 кВ питающей подстанции, а также сравнительно низкая надежность основных защитных аппаратов – автоматических выключателей.

Поэтому проблема дальнего резервирования отказов запыт и выключателей в сетях 0,4 кВ представляется весьма актуальной [38, 48, 49].

Резервирование запыт отходящих от шин 0,4 кВ линий с помощью максимальных токовых запыт трансформаторов 6 (10)/0,4 кВ или вводных автоматических выключателей, установленных между трансформатором и шинами 0,4 кВ, как правило, не обеспечивается.

Покажем это на примере сети, питающейся от трансформатора мощностью 1000 кВА, $u_k = 5,5\%$. Ток срабатывания максимальной токовой запыт трансформатора $I_{с.з.}$ обычно находится в пределах от 2 до 5 номинального тока трансформатора $I_{н.т.}$, условно примем среднее значение $I_{с.з.} = 3,5 \cdot I_{н.т.} = 3,5 \cdot 1445 = 5060$ А. Определим зону действия этой запыт. Суммарное значение сопротивления z_{Σ} , соответствующее надежному срабатыванию этой запыт, равно:

$$z_{\Sigma} = \frac{U_{н.}}{\sqrt{3} \cdot I_{с.з.} \cdot k_{i,R}} = \frac{400 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 5060 \cdot 1,2} = 38,1 \text{ мОм},$$

где $k_{i,R}$ – коэффициент чувствительности при КЗ через переходные сопротивления (с учетом электрической дуги в месте КЗ).

Это суммарное сопротивление можно представить в виде:

$$z_{\Sigma} = \sqrt{(x_c + x_t + x_{ш} + x_k)^2 + (r_t + r_{ш} + r_k + R_{д})^2},$$

где x_c – индуктивное сопротивление питающей трансформатор системы, принимается равным $0,1x_t$; x_t и r_t – соответственно индуктивное и актив-

ное сопротивление трансформатора, равны 8,6 и 2 мОм; $x_{ш}$ и $r_{ш}$ – индуктивное и активное сопротивления шин 0,4 кВ подстанции, принимается равным 0,17 и 0,31 мОм; x_k и r_k – индуктивное и активное сопротивления кабеля 0,4 кВ до места КЗ, значение x_k можно не учитывать, поскольку оно на порядок меньше r_k ; R_d – переходные сопротивления контактов и электрической дуги в месте КЗ, принимается равным 15 мОм.

Решая это уравнение относительно r_k , получим $r_k = 19,5$ мОм. По известному активному сопротивлению кабелей можно найти их длину, то есть зону резервирования, в пределах которой рассматриваемая максимальная токовая защита может отключить трехфазное КЗ (табл. 14.1).

Таблица 14.1

Зона резервирования обычной МТЗ для трансформатора мощностью 1000 кВ·А, $u_k = 5,5\%$

Сечение кабеля с алюминиевыми жилами, мм ²	Удельное сопротивление кабеля, мОм/м	Длина зоны резервирования, м, при уставке МТЗ трансформатора	
		$3,5 I_{н.т}$	$5 I_{н.т}$
3x25	1,54	12	4,9
3x35	1,1	17	6,9
3x50	0,769	25	9,9
3x70	0,549	35	13,8
3x95	0,405	48	18,7
3x120	0,32	60	23,7
3x150	0,256	76	29,7

Реальные длины кабелей в сети 0,4 кВ по условию падения напряжения могут быть в 5–15 раз больше соответственно для кабелей больших и малых сечений.

Таким образом, обычная максимальная токовая защита не обеспечивает резервирования защит и выключателей отходящих линий и при отказе последних возможны загорания кабелей, пожары в кабельных каналах, полное и длительное погашение подстанции с остановкой соответствующего технологического оборудования и большим ущербом.

В 1975 году в Атомтеплоэлектропроекте было разработано устройство дальнего резервирования отказов защит и выключателей для сетей 0,4 кВ атомных электростанций [19, 48], состоящее из набора серийно выпускаемых реле (два токовых реле, одно реле активной мощности, два промежуточных реле, реле времени и указательное реле), однако в схемах общепромышленных подстанций оно не применяется из-за большого количества используемой релейной аппаратуры, сложности расчетов и наладки, необходимости связей контрольными кабелями с защитой минимального на-

пряжения, установленной со стороны питающей секции 6(10) кВ и не очень большой чувствительности, а также из-за его существенных недостатков – оно автоматически выводится из работы в период группового самозапуска электродвигателей и реагирует только на трехфазные КЗ.

Внедрение в практику релейной защиты цифровой техники позволило выполнить непрерывный анализ текущих параметров сети и вычисление критериев, по которым можно однозначно идентифицировать возникновение КЗ в сети 0,4 кВ. Это дало возможность:

- получить весьма протяженную зону резервирования и обеспечить удобную настройку требуемой зоны резервирования;
- отличить ток самозапуска от тока КЗ и не выводить дальше резервирование из работы в период самозапуска электродвигателей;
- обеспечить работу дальнего резервирования при любых видах КЗ (а не только при трехфазных);
- обеспечить направленность действия (несрабатывание при КЗ «за спиной»);
- надежно фиксировать возникающие в сети переходные процессы и предотвращать при этом возможную ложную работу дальнего резервирования;
- обеспечить несрабатывание при включении статической нагрузки.

Ниже рассмотрен алгоритм дальнего резервирования (авторы разработки Эллин М.А., Беляев А.В.) реализованный в блоке БМРЗ-0,4 производства НТЦ «Мехатроника» [49, 50]. Блок устанавливается на вводе 0,4 кВ. К нему подведены питание постоянным или переменным оперативным напряжением 220 В, цепи трансформаторов тока ввода и напряжения шин (рис. 14-1).

Алгоритм состоит из трех независимых групп условий срабатывания дальнего резервирования (ДР), каждая из которых выдает команду на отключение выключателя ввода (или трансформатора).

Первая группа условий срабатывания ДР. Команда на отключение формируется, если одновременно выполняются следующие соотношения:

$$\Delta I_{1a} \geq k \Delta I_{1p} \quad \text{и} \quad \Delta I_{1a} > 0, \quad (14-1)$$

$$\Delta I_{1a} > I_{бн} \quad \text{или} \quad I_2 \geq I_2 \text{ н.б.доп.} \quad (14-2)$$

$$\Delta I > I_{др} \quad (14-3)$$

Условие (14-1) анализирует соотношение между приращениями активного ΔI_{1a} и реактивного ΔI_{1p} тока прямой последовательности. При КЗ

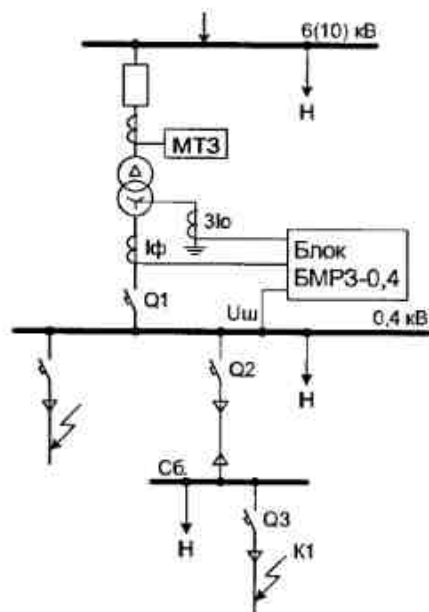


Рис. 14-1. Схема сети 0,4 кВ

преобладает приращение активного тока, при пуске (самозапущке) электродвигателей – реактивного. При нормальном напряжении на шинах 0,4 кВ или его снижении коэффициент k равен 1, однако после скачкообразного повышения напряжения этот коэффициент автоматически становится равным 2 на время 200 мс. Это предотвращает излишний пуск дальнего резервирования после кратковременных снижений напряжения, после которых приращение активного тока двигателей 0,4 кВ может кратковременно превысить приращение реактивного [51]. Такое явление наблюдается, например, после быстрого отключения КЗ в сети ВН и НН токовыми отсечками. Повышение значения k в течение 0,2 с оказывается достаточным для предотвращения излишнего срабатывания ДР, поскольку алгоритм анализирует приращения текущих значений тока относительно средних значений, вычисленных за предшествующие 0,16 с. Через 0,2 с средние значения практически оказываются равными текущим. После фиксации пуска ДР обновление средних значений прекращается до возврата ДР.

Условие (14-2) предотвращает излишний пуск ДР в допустимых эксплуатационных режимах, когда условие (14-1) выполняется, но ДР не должно работать.

Первый из этих режимов – включение статической нагрузки. Для предотвращения пуска ДР введена уставка блокировки при включении статической нагрузки $I_{ст.н.}$, которая принимается по выражению:

$$I_{ст.н.} \geq k_n I_{ст.н.}, \quad (14-4)$$

где $I_{ст.н.}$ – наибольший возможный ток активной статической (недвигательной) нагрузки подстанции, включаемой одновременно в нормальном режиме или после перерывов питания; k_n – коэффициент надежности, принимается равным 1,2–1,3. При отсутствии статической нагрузки принимается $I_{ст.н.} = 0,2 I_{н.т.}$

Второй из этих режимов – допустимый несимметричный режим. Для предотвращения пуска ДР введена блокировка при допустимом токе небаланса $I_{2\text{нб.доп}}$.

Условие $I_2 \geq I_{2\text{нб.доп}}$ обеспечивает также пуск дальнего резервирования при удаленных несимметричных КЗ, при которых условие $\Delta I_{1a} > I_{0a}$ могло бы запретить его работу из-за недостаточного значения ΔI_{1b} .

С учетом выражений (9-2), (9-3) и (9-3а), принимая во внимание, что токи прямой $I_{1\text{нб}}$, обратной $I_{2\text{нб}}$ и нулевой $I_{0\text{нб}}$ последовательности равны и в сумме составляют полный ток небаланса, можно принять уставку по допустимому току небаланса обратной последовательности:

для трансформаторов Y/Y

$$I_{2\text{нб.доп}} \geq \frac{0,5 I_{н.т.}}{3}, \quad (14-5)$$

для трансформаторов Δ/Y

$$I_{2\text{нб.доп}} \geq \frac{0,6 I_{н.т.}}{3}. \quad (14-6)$$

Для генераторов 0,4 кВ с глухозаземленной нейтралью допустимый ток небаланса следует принимать в соответствии с ТУ на генератор, при отсутствии точных данных можно принимать:

$$I_{2\text{нб.доп}} \geq \frac{k_n \cdot 0,2 I_{н.т.}}{3}. \quad (14-7)$$

В этих выражениях $I_{н.т.}$ – номинальный ток питающего трансформатора 6(10)/0,4 кВ; $I_{н.т.}$ – номинальный ток генератора; k_n – коэффициент надежности, принимается равным 1,2–1,3.

Условие (14-3) является условием согласования ДР по чувствительности с автоматическими выключателями, установленными в конце желаемой зоны резервирования. Оно предотвращает пуск ДР при удаленных КЗ, находящихся за пределами этой зоны. В этом условии ΔI – приращение любого из фазных токов; $I_{пр}$ – уставка согласования, определяется по выражению:

$$I_{др} = I_{согл} \geq k_{н.с} I_{с.о}, \quad (14-8)$$

где $k_{н.с}$ – коэффициент надежности согласования, принимается по данным табл. 5.17; $I_{с.о}$ – ток срабатывания отсечки автоматического выключателя, с защитой которого производится согласование. Согласование выполняется без учета влияния нагрузки, так как по принципу работы (на приращении тока) это влияние учитывается автоматически.

При выборе значения $I_{с.о}$, вводимого в выражение для расчета $I_{др}$, следует учитывать конкретную конфигурацию сети. Например, для сети, показанной на рис. 14-1, в качестве $I_{с.о}$ можно принять наибольший из токов срабатывания отсечек автоматических выключателей $Q3$, защищающих отходящие от вторичных сборок $Сб$ линии. В этом случае дальнейшее резервирование полностью охватывает зону действия защит выключателей $Q2$ и не выходит за пределы зоны действия защит выключателей $Q3$. При этом имеется в виду, что отсечки выключателей $Q2$ линий, отходящих от главного щита 0,4 кВ, должны иметь достаточную чувствительность при дуговых КЗ в конце защищаемых линий, в противном случае возможны излишние отключения секции устройством дальнего резервирования.

В ряде случаев можно принимать значение $I_{согл}$, исходя из желаемой зоны резервирования по данным приводимых далее табл. 14.2 и 14.3 с учетом § 3.2.27 ПУЭ (шестое издание).

Вторая группа условий срабатывания ДР. При близких трехфазных КЗ условие (14-1) может не выполняться из-за преобладающего влияния индуктивности шинпровода 0,4 кВ. Для идентификации КЗ в этих случаях введены условия:

$$I_1 > 2I_n; \quad U_1 < 0,5U_n, \quad (14-9)$$

где I_1 – ток прямой последовательности; I_n – номинальный ток источника питания ввода 0,4 кВ (трансформатора, генератора); U_1 – напряжение прямой последовательности; U_n – номинальное напряжение секции 0,4 кВ.

Третья группа условий срабатывания ДР. При близких несимметричных КЗ условия (14-1) и (14-9) могут не выполняться. Подобные режимы характеризуются большими и сопоставимыми по величине значениями токов прямой I_1 и обратной I_2 последовательностей. Для идентификации этих режимов введена следующая группа условий:

$$I_2 \geq I_{2\text{нб.доп}}; \quad I_2 > I_1/4; \quad \Delta I \geq I_{др}, \quad (14-10)$$

Таким образом, дальнейшее резервирование срабатывает, если существуют следующие условия: (14-1) и (14-2) и (14-3), или (14-9), или (14-10).

Все эти группы условий имеют общие элементы регулируемой выдержки времени и два выходных реле, действующие с первой выдержкой

$T_{др1}$ – на отключение секционного, и со второй $T_{др2}$ – на отключение вводного выключателя 0,4 кВ. Выдержки времени выбираются на ступень селективности больше максимальных токовых защит этих выключателей.

Условия направленности ДР. Все перечисленные алгоритмы, а также рассматриваемая далее дополнительная ступень ДР, не работают в условиях КЗ «за спиной» (в питающей сети 6–10 кВ), когда:

$$I_{1в} < 0 \quad (14-11)$$

или

$$I_2 \geq I_{2\text{нб.доп}} \text{ и } P_2 > 0, \quad (14-12)$$

где P_2 – мощность обратной последовательности.

Условие (14-11) определяет направленность при симметричных КЗ.

Условие (14-12) определяет направленность при несимметричных КЗ, причем анализ направленности выполняется в тех случаях, когда значение I_2 равно или превышает уставку $I_{2\text{нб}}$ (при меньших значениях ДР заблокировано).

Дополнительная ступень ДР с зависимой от тока характеристикой (ЗДР). Эту функцию рекомендуется использовать, если токовая отсечка автоматического выключателя отходящей от шин 0,4 кВ линии не охватывает всю длину линии, а ее последний участок защищается зависимой от тока защитой этого выключателя, а также в случаях, когда из-за условия (14-3) дальнейшее резервирование не охватывает всю длину линии.

Зависимая от тока характеристика ЗДР описывается уравнением:

$$t_{сз} = \frac{13,5}{I_{сз} - 1} \cdot \frac{T}{1,5}, \quad (14-13)$$

где $t_{сз}$ – время срабатывания защиты; $I / I_{сз}$ – отношение тока, протекающего через защиту, к току ее срабатывания; $T = T_{здр}$ – уставка времени срабатывания защиты на независимой части характеристики.

Ток и время срабатывания ЗДР выбирается из условия согласования с зависимой характеристикой автоматического выключателя отходящей от щита 0,4 кВ линии, имеющего наибольший номинальный ток, без учета нагрузки, поскольку эта защита реагирует на приращения тока (подробнее см. главу 16).

ЗДР действует с выдержкой времени $t_{сз}$ на отключение секционного выключателя и с выдержкой времени $t_{сз} + (T_{др2} - T_{др1})$ на отключение выключателя ввода. Поэтому для обеспечения ее действия на выключатель ввода должны быть введены уставки $T_{др1}$ и $T_{др2}$ независимо от того, введена ли функция ДР.

Эффективность дальнего резервирования. Зона дальнего резервирования при трехфазном металлическом КЗ (в метрах) определяется следующими тремя условиями, из которых принимается меньшее значение:

Первое условие. Пуск ДР состоится, если приращение активного тока больше уставки $I_{\text{бн}}$:

$$\Delta I_{\text{а}} > I_{\text{бн}} \quad (14-14)$$

Для конца зоны резервирования это соотношение принимает вид

$$\Delta I_{\text{а}} = k_{\text{н}} I_{\text{бн}} \quad (14-15)$$

где $k_{\text{н}}$ — коэффициент надежности, учитывающий точность работы блока БМРЗ и погрешности трансформаторов тока, принимается равным 1,1.

Активная составляющая тока трехфазного металлического КЗ (в кА) за кабелем длиной l (в метрах) определяется по выражению

$$I_{\text{ка}} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{l^2 r_{\text{yl}}^2 + l^2 x_{\text{yl}}^2}} \frac{l r_{\text{yl}}}{\sqrt{l^2 r_{\text{yl}}^2 + l^2 x_{\text{yl}}^2}} = \frac{U_{\phi} r_{\text{yl}}}{l (r_{\text{yl}}^2 + x_{\text{yl}}^2)} \quad (14-16)$$

где U_{ϕ} — фазное напряжение сети, принимается равным 230 В; x_{yl} и r_{yl} — соответственно индуктивное и активное удельные сопротивления кабеля, мОм/м.

Если учесть, что перед КЗ кабель уже был загружен активным током $I_{\text{дон}}$ (допустимая нагрузка на кабель), то приращение активного тока будет меньше:

$$\Delta I_{\text{ка}} = \Delta I_{\text{ав}} = \frac{U_{\phi} r_{\text{yl}}}{l (r_{\text{yl}}^2 + x_{\text{yl}}^2)} - I_{\text{дон}} \quad (14-17)$$

Подставляя выражение (14-17) в (14-15), находим длину зоны резервирования:

$$l = \frac{U_{\phi} r_{\text{yl}}}{(k_{\text{н}} I_{\text{бн}} + I_{\text{дон}}) (r_{\text{yl}}^2 + x_{\text{yl}}^2)} \quad (14-18)$$

Второе условие. Протяженность зоны резервирования ограничивается условием согласования защит по чувствительности, которое предотвращает пуск ДР за пределами желаемой зоны резервирования:

$$\Delta I > I_{\text{др}} \quad (14-19)$$

Для конца зоны резервирования это соотношение принимает вид

$$\Delta I = k_{\text{н}} I_{\text{др}} \quad (14-20)$$

Приращение полного тока при КЗ определяется выражением

$$\Delta I = \frac{U_{\phi}}{l \sqrt{r_{\text{yl}}^2 + x_{\text{yl}}^2}} - I_{\text{дон}} \quad (14-21)$$

откуда длина зоны резервирования:

$$l = \frac{U_{\phi}}{(k_{\text{н}} I_{\text{др}} + I_{\text{дон}}) \sqrt{r_{\text{yl}}^2 + x_{\text{yl}}^2}} \quad (14-22)$$

Третье условие. Протяженность зоны резервирования ограничивается условием сравнения приращений активной и реактивной составляющих тока КЗ:

$$\Delta I_{\text{а}} \geq \Delta I_{\text{р}} \quad (14-23)$$

Значение $\Delta I_{\text{а}}$ находится по выражению (14-16), а значение $\Delta I_{\text{р}}$ — по выражению (14-24):

$$\Delta I_{\text{р}} = \Delta I_{\text{кр}} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{l^2 r_{\text{yl}}^2 + l^2 x_{\text{yl}}^2}} \frac{l x_{\text{yl}}}{\sqrt{l^2 r_{\text{yl}}^2 + l^2 x_{\text{yl}}^2}} = \frac{U_{\phi} x_{\text{yl}}}{l (r_{\text{yl}}^2 + x_{\text{yl}}^2)} \quad (14-24)$$

Подставляя выражения (14-16) и (14-24) в (14-23), находим:

$$\frac{U_{\phi} r_{\text{yl}}}{l (r_{\text{yl}}^2 + x_{\text{yl}}^2)} - I_{\text{дон}} \geq \frac{U_{\phi} x_{\text{yl}}}{l (r_{\text{yl}}^2 + x_{\text{yl}}^2)} \quad (14-25)$$

откуда для предельного случая находим:

$$I_{\text{макс}} = \frac{U_{\phi} (r_{\text{yl}} - x_{\text{yl}})}{l_{\text{дон}} (r_{\text{yl}}^2 + x_{\text{yl}}^2)} \quad (14-26)$$

Условие (14-26) начинает существенно влиять на длину зоны резервирования при больших сечениях кабелей (особенно с медными жилами), когда их индуктивное сопротивление становится сравнимо с активным.

Данные по протяженности зоны резервирования, полученные по выражениям (14-18), (14-22) и (14-26), приведены в табл. 14.2 и 14.3. Зоны указаны дробью, в числителе — по условию (14-18), в знаменателе — по условию (14-22). Значения в скобках соответствуют случаю, когда протяженность зон резервирования ограничивается условием (14-26).

Допустимая длина кабеля по условию падения напряжения $I_{\text{дон}}$ рассчитана по выражению (4-1) из расчета, что $\cos \varphi = 0,8$ и $\sin \varphi = 0,6$. Из сопоставления данных, приведенных в этих таблицах, видно, что возможные зоны резервирования при правильно выбранных уставках блока существенно превышают значения допустимых длин кабелей.

Таким образом, длину зоны резервирования можно оценить по данным табл. 14.2 и 14.3, а также по соотношениям между расчетными токами КЗ в разных точках защищаемой сети 0,4 кВ и наибольшей из уставок $I_{\text{др}}$ и $I_{\text{бн}}$ (см. далее пример 16-1).

Устройство может применяться в кабельных сетях для кабелей с алюминиевыми и медными жилами любого сечения, в воздушных сетях с алюминиевыми и сталеалюминиевыми проводами сечением 70 мм² и менее, с медными проводами сечением 50 мм² и менее. Для больших сечений

воздушных проводов устройство не работает из-за того, что активное сопротивление проводов меньше индуктивного.

Таблица 14.2

Ориентировочная протяженность зон резервирования для кабеля с алюминиевыми жилами при трехфазном металлическом КЗ

Сече- ние, мм ²	$r_{уд} \cdot$ МОм/м при	$x_{уд} \cdot$ МОм/м	$I_{доп} \cdot$ кА	Протяженность зоны, м, при уставках $I_{бн}$ (в числителе) и $I_{др}$ (в знаменителе) в кА					$L_{доп}$ м
				0,30	0,60	0,90	1,20	1,50	
				35	1,1	0,068	0,140	443 443	
50	0,769	0,066	0,175	590 590	355 355	255 255	200 200	160 160	200
70	0,549	0,065	0,210	770 770	470 470	340 340	270 270	220 220	229
95	0,405	0,064	0,255	945 960	600 610	450 450	350 350	290 290	248
120	0,320	0,064	0,295	1105 1130	720 730	540 540	430 430	360 360	264
150	0,256	0,063	0,335	1270 1310	850 870	640 655	510 520	430 430	283
185	0,208	0,063	0,385	1420 1480	970 1010	740 770	600 620	500 520	292
240	0,160	0,055	0,465	1620 1710	1140 1210	880 930	720 760	610 640	307

Таблица 14.3

Ориентировочная протяженность зон резервирования для кабеля с медными жилами при трехфазном металлическом КЗ

Сече- ние, мм ²	$r_{уд} \cdot$ МОм/м	$x_{уд} \cdot$ МОм/м	$I_{доп} \cdot$ кА	Протяженность зоны, м, при уставках $I_{бн}$ (в числителе) и $I_{др}$ (в знаменителе) в кА					$L_{доп}$ м
				0,30	0,60	0,90	1,20	1,50	
				35	0,61	0,086	0,180	730 730	
50	0,43	0,086	0,225	930 940	580 590	420 430	330 340	270 280	258
70	0,3	0,073	0,275	1200 1230	780 800	570 590	450 470	380 390	294
95	0,22	0,072	0,330	1430 1510	950 1000	715 750	570 600	480 500	317

Продолжение таблицы 14.3

Сече- ние, мм ²	$r_{уд} \cdot$ МОм/м	$x_{уд} \cdot$ МОм/м	$I_{доп} \cdot$ кА	Протяженность зоны, м, при уставках $I_{бн}$ (в числителе) и $I_{др}$ (в знаменителе) в кА					$L_{доп}$ м
				0,30	0,60	0,90	1,20	1,50	
				120	0,18	0,07	0,385	1550 1670	
150	0,14	0,07	0,435	(1510)	1200 1340	920 1030	750 840	630 700	343
185	0,115	0,069	0,500	(1175)	(1175)	990 1150	810 940	680 800	344
240	0,089	0,06	0,605	(950)	(950)	(950)	920 (950)	790 950	354

15. БЛОКИРОВКА МАКСИМАЛЬНОЙ ТОКОВОЙ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ 6(10)/0,4 кВ И АВАРИЙНЫХ ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОРОВ ПРИ САМОЗАПУСКЕ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

Как известно, для сетей 0,4 кВ блокировка максимальной токовой защиты (МТЗ) по напряжению обычно не применяется, поскольку пусковой орган напряжения оказывается нечувствительным из-за большого остаточного напряжения при дуговых КЗ (см. пример 11-1 и работу [19]). Вследствие этого уставку МТЗ по току приходится отстраивать от токов самозапуска, поэтому в ряде случаев защита находится на пределе чувствительности.

Выполнить блокировку МТЗ ввода на шины 0,4 кВ от трансформатора или генератора при пуске и самозапуске электродвигателей без использования пусковых органов напряжения удалось в блоке БМРЗ-0,4. Введение этой блокировки позволяет значительно снизить ток срабатывания МТЗ и обеспечить ее хорошую чувствительность.

Задача была решена на основе анализа тех же самых соотношений между приращениями активной и реактивной составляющих тока прямой последовательности, которые использовались для алгоритма дальнего резервирования отказов защит и выключателей. При самозапуске (пуске) электродвигателей увеличение тока происходит в основном за счет реактивной составляющей. Поэтому блокировка вводится, если одновременно выполняются условия (15-1), (15-2), (15-3):

$$k \cdot \Delta I_{IP} > \Delta I_{Ia}, \quad (15-1)$$

$$I_1 > 0,9 \cdot I_{c3}, \quad (15-2)$$

$$\Delta I_{Ia} > 0,1 I_{c3}, \quad (15-3)$$

где $I_{сз}$ – ток срабатывания блокируемой ступени максимальной токовой защиты ввода (трансформатора, генератора), остальные обозначения – как в выражениях (14-1) и (14-11).

Для обеспечения надежного срабатывания МТЗ в условиях КЗ блокировка запрещается при глубоком снижении напряжения:

$$U_1 < 0,5U_n, \quad (15-4)$$

а также в условиях появления большой несимметрии токов:

$$I_2 > I_2 \text{ вб.доп} \text{ и } I_2 > I_1 / 4. \quad (15-5)$$

В условиях КЗ «за спиной» (в питающей сети), когда имеют место соотношения (14-11) и (14-12), блокировка МТЗ вводится в работу. Это предотвращает излишнее срабатывание МТЗ из-за увеличения тока, потребляемого электродвигателями 0,4 кВ.

В блоке БМРЗ-0,4 блокировка МТЗ выведена на отдельное выходное реле, что позволяет блокировать внешней МТЗ, например установленную со стороны ВН трансформатора. Осуществляется также блокировка одной из ступеней МТЗ, предусмотренной в самом блоке. В старых модификациях блока эта функция работает при условии ввода в работу функции дальнего резервирования, в новых модификациях блока эти функции работают независимо друг от друга. Попутно заметим, что в блоке предусмотрены также защита от замыканий на землю Z_0 , функционирующая от отдельного трансформатора тока, устанавливаемого в нейтрали силового трансформатора, и алгоритмы АВР секционного выключателя и АВР аварийного дизель-генератора 0,4 кВ с автоматическим возвратом.

Все алгоритмы опробованы на функционирование на физической модели НИИПТ и показали надежную работу в условиях КЗ разного вида в сети, с учетом влияния двигательной и статической нагрузки, и надежное несрабатывание при КЗ «за спиной». Записаны и переданы на завод-изготовитель тестовые осциллограммы, с помощью которых на установке РЕТОМ можно осуществлять выходной контроль функционирования блока перед поставкой потребителю.

16. РАСЧЕТ УСТАВОК БЛОКА БМРЗ-0,4

Максимальная токовая защита. Здесь и далее значения уставок по току приведены в первичных величинах. Для ввода в БМРЗ-0,4 необходимо преобразовать их во вторичные величины с учетом реальных коэффициентов трансформации трансформаторов тока.

Первая ступень МТЗ (обозначение на дисплее блока I>>) имеет независимую от тока характеристику и два пусковых органа тока, грубый (обозначение AI>>) и чувствительный (BI>>). Чувствительный пусковой орган тока работает только при введенной функции блокировки МТЗ при пуске и

самопуске электродвигателей. Грубый пусковой орган тока работает всегда, независимо от того, введена или выведена функция блокировки МТЗ при пуске и самопуске электродвигателей.

Ток срабатывания грубого пускового органа МТЗ (AI>>) выбирается наибольшим из следующих условий:

- несрабатывание при максимальном рабочем токе $I_{\text{р.б.макс}}$ с учетом его увеличения в $k_{\text{сзп}}$ раз при самопуске электродвигателей с учетом возврата защиты после отключения внешнего КЗ

$$I_{сз} \geq \frac{k_n \cdot k_{сзп}}{k_b} \cdot I_{\text{р.б.макс}}, \quad (16-1)$$

где k_n – коэффициент надежности, принимается равным 1,1–1,2; k_b – коэффициент возврата защиты, принимается равным 0,95; $I_{\text{р.б.макс}}$ – максимальный рабочий ток, принимается равным номинальному току питающего трансформатора (генератора), А; $k_{сзп}$ – коэффициент самопуска, учитывающий увеличение тока при самопуске (пуске) электродвигателей по сравнению с $I_{\text{р.б.макс}}$ (произведение $k_{сзп} \cdot I_{\text{р.б.макс}}$ может быть заменено расчетным током самопуска $I_{сзп}$ электродвигателей и другой нагрузки).

При отсутствии самопуска электродвигателей или для нагрузки без пусковых токов (электрическое отопление, печи) $k_{сзп} = 1$ и ток срабатывания

$$I_{сз} \geq \frac{k_n}{k_b} \cdot I_{\text{р.б.макс}}, \quad (16-1a)$$

где $I_{\text{р.б.макс}}$ принимается с учетом допустимой перегрузки источника питания, например, для трансформатора допускается аварийная перегрузка на 30–40%, соответственно $I_{\text{р.б.макс}} = (1,3 \div 1,4) I_{\text{н.т}}$;

- несрабатывание при полной нагрузке трансформатора (аварийного генератора) и пуске наиболее мощного электродвигателя

$$I_{сз} \geq k_n \left(\sum_1^{n-1} I_{\text{р.б.макс}i} + I_{\text{пуск.макс}} \right), \quad (16-2)$$

где k_n – то же, что в (16-1); $\sum_1^{n-1} I_{\text{р.б.макс}i}$ – сумма максимальных рабочих токов электроприемников, питающихся от трансформатора (аварийного генератора), кроме двигателя с наибольшим пусковым током $I_{\text{пуск.макс}}$;

- несрабатывание защиты питающего секции ввода при действии устройства АВР секционного выключателя, подключающего к этой секции нагрузку другой секции, потерявшей питание

$$I_{сз} \geq k_n \left(I_{сзп2} + k_n' I_{\text{р.б.макс}1} \right), \quad (16-3)$$

где k_n – то же, что в (16-1); $I_{сзп2}$ – максимальный ток самопуска секции,

потерявшей питание и включающейся от АВР; $I_{\text{руб. макс}}$ – максимальный рабочий ток не потерявшей питание секции; k_n^* – коэффициент, учитывающий увеличение тока двигателей не потерявшей питание секции при снижении напряжения вследствие подключения самозапускающейся нагрузки другой секции, при преимущественно двигательной нагрузке принимается равным 1,5, при небольшой доле двигательной нагрузки принимается равным 1,0;

- согласования по току с защитами отходящих от шин 0,4 кВ линий

$$I_{\text{с.з}} \geq k_{\text{н.с}} \cdot I_{\text{с.о}}, \quad (16-4)$$

где $k_{\text{н.с}}$ – коэффициент надежности согласования, принимается по данным табл. 5.17; $I_{\text{с.о}}$ – наибольший из токов срабатывания отсечки автоматических выключателей отходящих линий, А.

Коэффициент чувствительности этого пускового органа проверяется следующим образом:

- при питании от трансформатора – по двум условиям (16-5) и (16-6)

$$k_q^{(2)} = \frac{I_{\text{к. мин}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,5, \quad (16-5)$$

$$k_{\text{ч.р}}^{(2)} = \frac{I_{\text{н.р}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,2, \quad (16-6)$$

где $I_{\text{к. мин}}^{(2)}$ и $I_{\text{н.р}}^{(2)}$ – токи двухфазного металлического и дугового КЗ на шинах 0,4 кВ при минимальном режиме питающей энергосистемы;

- при питании от генератора – по условиям (16-7) и (16-8)

$$k_{\text{н.с}}^{(3)} = \frac{I_{\text{н.с}}^{(3)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,5, \quad (16-7)$$

$$k_{\text{ч.р.о}}^{(3)} = \frac{I_{\text{к.р.о}}^{(3)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,2, \quad (16-8)$$

где $I_{\text{н.с}}^{(3)}$ и $I_{\text{к.р.о}}^{(3)}$ – значения установившихся токов трехфазного металлического и дугового КЗ на шинах 0,4 кВ соответственно.

Ток срабатывания чувствительного пускового органа (БД>>) МТЗ выбирается наибольшим из условий (16-1а) и (16-4), поскольку при введенной блокировке защиты при пуске и самозапуске электродвигателей остальные условия можно не учитывать. Поскольку этот орган работает только при введенной блокировке защиты при пуске и самозапуске электродвигателей, то одновременно с выбором уставок этого органа нужно выбрать и уставки блокировки (см. далее).

Коэффициент чувствительности этого пускового органа проверяется при токах КЗ на шинах 0,4 кВ, рассчитанных с учетом токоограничиваю-

щего действия переходных сопротивлений и электрической дуги в месте повреждения ($R_n = 15$ мОм) следующим образом:

- при питании от трансформатора – при токе двухфазного КЗ $I_{\text{к.р}}^{(2)}$ и минимальном режиме питающей системы

$$k_{\text{ч.р}}^{(2)} = I_{\text{к.р}}^{(2)} / I_{\text{с.з}} \geq 1,5; \quad (16-9)$$

- при питании от генератора – при установившемся токе $I_{\text{к.р.о}}^{(3)}$ трехфазного КЗ

$$k_{\text{ч.р.о}}^{(3)} = I_{\text{к.р.о}}^{(3)} / I_{\text{с.з}} \geq 1,5. \quad (16-10)$$

Выдержка времени МТЗ после срабатывания грубого или точного пусковых органов – общая.

С первой выдержкой времени МТЗ действует на отключение секционного выключателя. Она принимается из условия селективности по времени с отсечками отходящих линий 0,4 кВ:

$$t_{\text{с.з.1}} = t_{\text{с.о}} + \Delta t, \quad (16-11)$$

где $t_{\text{с.о}}$ – наибольшее время срабатывания отсечек автоматов отходящих линий 0,4 кВ; Δt – ступень селективности, принимается равной 0,2–0,3 с.

Со второй выдержкой времени МТЗ действует на отключение выключателя ввода от трансформатора (генератора). Она выбирается на ступень селективности больше, чем на отключение секционного выключателя:

$$t_{\text{с.з.2}} = t_{\text{с.з.1}} + \Delta t. \quad (16-12)$$

Вторая ступень МТЗ (обозначение I>) является защитой от перегрузки. Может иметь зависимую или независимую от тока характеристику. Зависимая характеристика описывается уравнением (14-13), таким же, как для дополнительной ступени дальнего резервирования с зависимой от тока характеристикой.

Защита действует на отключение выключателя ввода от трансформатора (генератора) или на сигнал.

Ток срабатывания выбирается по выражению (16-1а), в котором значение k_n принимается равным 1,05–1,1, а $I_{\text{руб. макс}}$ равным номинальному току трансформатора (генератора).

Время срабатывания принимается из условия отстройки от длительности самозапуска (пуска) электродвигателей $t_{\text{с.з.н}}$:

- для независимой характеристики

$$t_{\text{с.з}} \geq (1,3 \div 1,5) t_{\text{с.з.н}}; \quad (16-13)$$

- для зависимой характеристики время срабатывания $T = T_x$ задается на независимой части характеристики (при кратности тока в реле

$I_p = 10 \cdot I_{c.1}$). Подбирается такая характеристика, при которой обеспечивается условие (16-13) при токе в реле $I_p = I_{c.1} = k_{c.1} \cdot I_{\text{раб. макс}}$. Уставку по времени T_x можно определить непосредственно из уравнения (14-13) по известным значениям $I_{c.1} / I_{c.2}$ и $t_{c.2} = 1,5 \cdot t_{c.1}$

$$T_x = \frac{1,5 \cdot t_{c.1} \cdot \left(\frac{I_{c.1}}{I_{c.2}} - 1 \right)}{9} \quad (16-14)$$

Блокировка МТЗ при пуске или самозануске электродвигателей. Работает только при введенной функции блокировки МТЗ. В старых модификациях блока эта функция работает при условии ввода в работу функции дальнего резервирования, в новых модификациях блока эти функции работают независимо друг от друга. Для правильной работы блокировки МТЗ должны быть введены следующие уставки:

- уставка срабатывания чувствительного пускового органа МТЗ первой ступени Б I>> по току, выражения (16-1а) и (16-4);
- уставка допустимого небаланса по току обратной последовательности, выражения (14-5), (14-6) и (14-7).

Защита от однофазных КЗ. Обозначение защиты на дисплее – ТЗНП.

Ток срабатывания выбирается по выражениям (9-1)–(9-4).

Выдержка времени на отключение секционного выключателя принимается по выражению:

$$t_{c.1.1} = t_{c.1.лин} + \Delta t, \quad (16-15)$$

где $t_{c.1.лин}$ – наибольшее время срабатывания специальной защиты от КЗ на землю или отсечки отходящей линии; Δt – степень селективности, принимается как в выражении (16-11).

Выдержка времени на отключение выключателя ввода от трансформатора (генератора) принимается по выражению (16-12).

Дальнее резервирование отказов зашит и выключателей отходящих линий. Обозначение – ДР. При использовании этой функции требуется ввести следующие уставки:

- номинальный ток источника питания (трансформатора, генератора) I_n ;
- уставку блокировки дальнего резервирования при включении статической активной нагрузки, принимается по выражению (14-4);
- уставку согласования (ток согласования) $I_{др}$ по чувствительности с автоматическими выключателями линий 0,4 кВ, установленными в конце желаемой зоны резервирования, принимается по выражению (14-8);
- уставку допустимого небаланса по току обратной последовательности в нулевом проводе понижающего трансформатора или генератора при

несимметричной нагрузке, принимается по выражениям (14-5), (14-6), (14-7).

Выдержки времени дальнего резервирования на отключение секционного $T_{др1}$ и вводного $T_{др2}$ выключателей принимаются на ступень селективности больше времени срабатывания МТЗ: на отключение секционного выключателя

$$T_{др1} = t_{c.1.1} + \Delta t, \quad (16-16)$$

где $t_{c.1.1}$ – время действия МТЗ на отключение секционного выключателя; на отключение вводного выключателя

$$T_{др2} = t_{c.1.2} + \Delta t, \quad (16-17)$$

где $t_{c.1.2}$ – время действия МТЗ на отключение вводного выключателя.

Зону действия дальнего резервирования можно определить по соотношениям между расчетными токами КЗ в разных точках защищаемой сети 0,4 кВ и наибольшей из уставок $I_{др}$ и $I_{бл}$ (см. пример 16-1).

Дополнительная ступень ДР с зависимой от тока характеристикой (ЗДР). Характеристика защиты определяется уравнением (14-13).

Ток срабатывания (обозначение на дисплее блока /з) выбирается из условия согласования с зависимой характеристикой автоматического выключателя отходящей от шита 0,4 кВ линии, имеющего наибольший номинальный ток, без учета нагрузки, поскольку эта защита реагирует на приращение тока:

$$I_{c.1} \geq k_{н.с} \cdot I_{c.1}, \quad (16-18)$$

где $I_{c.1}$ – ток срабатывания защиты от перегрузки автоматического выключателя, с защитой которого производится согласование; $k_{н.с}$ – коэффициент надежности согласования, принимается в зависимости от разбросов тока срабатывания защиты от перегрузки равным 1,15–1,3.

Время срабатывания защиты $T_{здр}$ задается при 10-кратном токе срабатывания. При этом подбирают такую защитную характеристику ЗДР, которая была бы селективной с защитой от перегрузки автоматического выключателя отходящей линии во всем возможном диапазоне токов КЗ.

Для облегчения подбора нужной характеристики ЗДР поступают следующим образом. Вначале выбирают значение тока согласования $I_{согл}$, при котором согласуемые характеристики сходятся наиболее близко. В качестве него можно принять значение тока срабатывания электромагнитной отсечки автоматического выключателя отходящей линии.

Далее по защитной характеристике автоматического выключателя отходящей линии определяется время срабатывания его защиты от перегрузки $t_{c.1.лин}$ при токе согласования. Время срабатывания ЗДР при токе согласования должно составить:

$$I_{\text{согл}} = I_{\text{с.л.ли}} + \Delta I, \quad (16-19)$$

где ΔI – степень селективности, принимается в зависимости от разбросов зависимой характеристики защиты отходящей линии в пределах 2–10 с.

Уставку по времени ЗДР можно определить непосредственно из уравнения (16-20), полученного из (14-13), по известным значениям $I_{\text{согл}}/I_{\text{с.л}}$ и $t_{\text{согл}}$:

$$T_{\text{здр}} = \frac{t_{\text{согл}} \cdot \left(\frac{I_{\text{согл}}}{I_{\text{с.л}}} - 1 \right)}{9}. \quad (16-20)$$

ЗДР действует с выдержкой времени $t_{\text{с.л}}$ на отключение секционного выключателя и с выдержкой времени $t_{\text{с.л}} + (T_{\text{др2}} - T_{\text{др1}})$ на отключение выключателя ввода, $t_{\text{с.л}}$ определяется уравнением (14-13). Поэтому для обеспечения ее действия на выключатель ввода должны быть введены уставки $T_{\text{др1}}$ и $T_{\text{др2}}$ независимо от того, введена ли функция ДР.

После выбора уставок на карте селективности строят характеристики защиты автоматического выключателя отходящей линии и резервной защиты, по которым окончательно проверяют условия селективности при всех возможных значениях тока.

Советы по применению функции дальнего резервирования. Для эффективного использования функции дальнего резервирования блока БМРЗ-0,4 необходимо правильно построить сеть 0,4 кВ, выполнить координацию защит и сети 0,4 кВ. В противном случае эта функция может оказаться недостаточно эффективной или излишне чувствительной.

Действительно, как показано выше, функция ДР может чувствовать очень удаленные КЗ, а если ближайший к месту КЗ автоматический выключатель его не чувствует или затягивает отключение, то ДР может излишне отключить ввод и погасить подстанцию.

Поэтому очень важно иметь уверенность, что все защиты в сети выбраны правильно и обеспечивают отключение КЗ с достаточной чувствительностью. Для этого нужно иметь детальные расчеты сети и защит, чем, к сожалению, часто пренебрегают.

Наряду с этим необходимо оптимальным образом определить нужную зону резервирования, правильно выбрать значение $I_{\text{др}} = I_{\text{согл}}$, то есть значение тока срабатывания отсечки автоматического выключателя $I_{\text{с.о.}}$ с защитой которого производится согласование ДР, а также значение $I_{\text{бл}}$ (см. выражения (14-8) и (14-4)). Длину зоны резервирования определяет наибольшее из этих значений. Вряд ли следует резервировать всю сеть до последней лампочки. Целесообразно сопоставить ущерб от возможного отката автомата удаленного участка сети с ущербом от погашения секции шин 0,4 кВ или всей подстанции, учесть способ прокладки кабелей, возмож-

ность распространения пожара на рядом проложенные кабели и другие обстоятельства. Исходя из этого определить те защитные аппараты, которые следует резервировать. После выбора $I_{\text{согл}}$ и $I_{\text{бл}}$ на схеме сети следует отметить зоны, в которых обеспечивается дальнейшее резервирование защит, и убедиться в их достаточности.

Пример 16-1. Рассчитать уставку и выдать задание на рабочее программирование (наладку) блоков БМРЗ-0,4, установленных в КТП с двумя трансформаторами 10/0,4 кВ мощностью 1000 кВ·А. $I_{\text{н.л.}} = 1445$ А (рис. 16-1). Значения токов КЗ в точках К1–К5

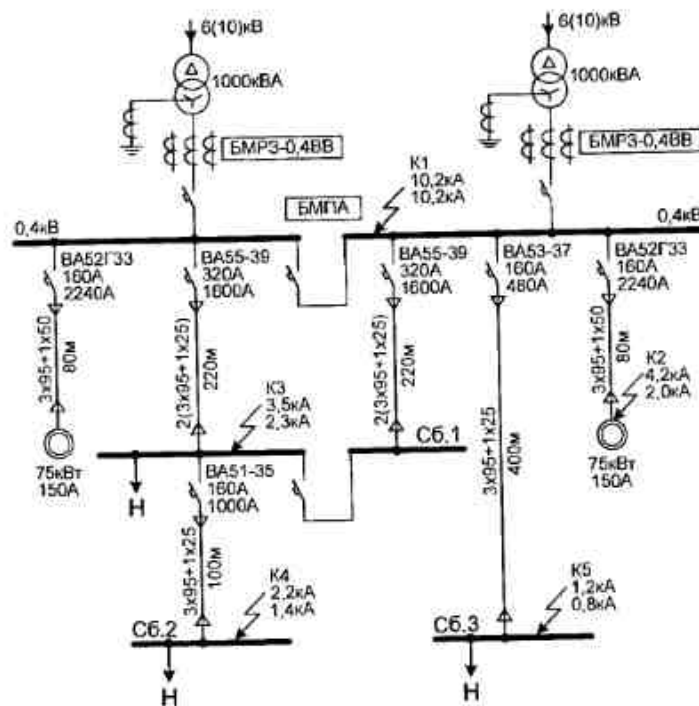


Рис. 16-1. Схема к примеру 16-1

приведены на рисунке для минимального режима питающей энергосистемы, первое значение – $I_{\text{кР}}^{(3)}$, второе – $I_{\text{кР}}^{(1)}$. Типы автоматических выключателей отходящих линий, их параметры и длины кабелей также показаны на рисунке. Например, ВА55-39 – тип выключателя; 320 и 1600 – соответственно номинальный ток расцепителя и ток срабатывания отсечки, А. Все кабели – с алюминиевыми жилами, кабели питания двигателей – с непроводящей оболочкой, остальные – с алюминиевой оболочкой. К шинам 0,4 кВ подключены шесть участвующих в самозапуске электродвигателей мощно-

стало по 75 кВт (номинальный ток 150 А, пусковой – 1050 А). Двигатели имеют выносную релейную защиту от однофазных КЗ с током срабатывания 150 А (первичных). На вводах 0,4 кВ установлен блок БМРЗ-0,4 ВВ, защиты которого действуют на отключение вводного и секционного выключателя, на секционном выключателе – блок автоматики БМПА. Токковые цепи блока подсоединены через трансформаторы тока с коэффициентом трансформации 1500/5. В указанных блоках реализованы функции защиты и АВР с автоматическим возвратом.

Р е ш е н и е. *Первая ступень МТЗ.* Грубый орган МТЗ А I >>. Ток срабатывания принимаем наибольшим, исходя из следующих условий:

- несрабатывание при максимальном рабочем токе с учетом самозапуска электродвигателей, условие (16-1):

$$I_{сз} \geq \frac{k_{н} \cdot k_{сзп}}{k_{н}} \cdot I_{\text{раб. макс}} = \frac{1,2}{0,95} \cdot 5200 = 6600 \text{ А},$$

где 5200 – ток самозапуска (А) шести электродвигателей мощностью по 75 кВт (расчет не приводится);

- несрабатывание при полной нагрузке трансформатора и пуске наиболее мощного электродвигателя (75 кВт), условие (16-2) $I_{сз} = 1,2(1445 + 7 \cdot 150) = 3000 \text{ А}$;

- несрабатывание защиты питающего секционного ввода при действии устройства АВР секционного выключателя, подключающего к этой секции нагрузку другой секции, потерявшей питание, условие (16-3) $I_{сз} \geq 1,2(3 \cdot 1050 + 1,5 \cdot 3 \cdot 150) = 4600 \text{ А}$;

- согласования с наибольшей токовой отсечкой выключателей отходящих линий, условие (16-4) $I_{сз} \geq 1,4 \cdot 2240 = 3200 \text{ А}$.

Принимаем $I_{сз} = 6600 \text{ А}$ – первичный ток или $6600 \cdot 5 / 1500 = 22 \text{ А}$ – вторичный.

Чувствительность грубого органа защиты при КЗ на шинах КТП в минимальном режиме $k_{чз}^{(2)} = 0,87 \cdot 10,2 / 6,6 = 1,34$ – на пределе.

Чувствительный орган МТЗ Б I >>. Для повышения чувствительности защиты вводим в работу чувствительный орган МТЗ с блокировкой при пуске и самозапуске электродвигателей. Поэтому при выборе уставки срабатывания условия (16-1), (16-2), (16-3) можно не учитывать и принять ток срабатывания наибольшим из условий (16-1а), (16-4). По условию (16-1а) с учетом допустимой перегрузки трансформатора

$$I_{сз} \geq \frac{k_{н}}{k_{н}} \cdot 1,4 \cdot I_{\text{раб. макс}} = \frac{1,1}{0,95} \cdot 1,4 \cdot 1445 = 2350 \text{ А}, \text{ по условию (16-4) } I_{сз} = 3200 \text{ А}.$$

Принимаем наибольшее значение, то есть 3200 А. Вторичный ток срабатывания составляет $3200 \cdot 5 / 1500 = 10,7 \text{ А}$.

Чувствительность этого органа защиты при КЗ на шинах КТП в минимальном режиме $k_{чз}^{(2)} = 0,87 \cdot 10,2 / 3,2 = 2,7$ – достаточна.

Для использования чувствительного органа МТЗ с блокировкой необходимо дополнительно рассчитать уставку допустимого небаланса по току обратной последовательности. Принимаем, что реальный ток небаланса в нулевом проводе трансформатора составляет не более 0,3 номинального. С учетом (9-3а) по выражению (14-6) имеем $I_{\text{нб. доп}} \geq 0,6 \cdot 1445 / 3 = 290 \text{ А}$, принимаем 300 А, или во вторичных токах $300 \cdot 5 / 1500 = 1 \text{ А}$. Следует иметь в виду, что в старых модификациях блока эта функция работает при условии ввода в работу функции дальнего резервирования, в новых модификациях блока эти функции работают независимо друг от друга.

Выдержка времени для обоих органов МТЗ общая, на отключение СВ принимается на ступень больше выдержки времени селективного выключателя ВА 55-39 (она

равна 0,1 с) по выражению (16-11) $t_{сз1} = 0,1 + 0,2 = 0,3 \text{ с}$, на отключение выключателя ввода по выражению (16-12) принимаем $t_{сз2} = 0,5 \text{ с}$.

Вторая ступень МТЗ (защита от перегрузки). Принимаем независимую характеристику с действием на сигнал. Ток срабатывания принимаем $I_{сз} \geq 1,1 \cdot 1445 / 0,95 = 1670 \text{ А}$ первичных, или $1670 \cdot 5 / 1500 = 5,6 \text{ А}$ – вторичных. Выдержку времени по условию отстройки от длительности самозапуска двигателей принимаем 15 с.

Защита от однофазных КЗ. Поскольку на линиях питания электродвигателей установлена выносная релейная защита от однофазных КЗ, имеющая ток срабатывания 150 А, то ток срабатывания защиты выбираем по согласованию с током срабатывания отсечки выключателей отходящих линий питания сборки I, выражение (9-1), $I_{сз} \geq 1,4 \cdot 1600 = 2240 \text{ А}$. По условию (9-3а) ток срабатывания $I_{сз} \geq 0,6 \cdot 1445 = 867 \text{ А}$. Окончательно принимаем $I_{сз} = 2200 \text{ А}$ первичных или $2200 \cdot 5 / 1500 = 7,3 \text{ А}$ вторичных. Выдержку времени защиты на отключение принимаем аналогично МТЗ. Чувствительность защиты при однофазных КЗ на шинах КТП $k_{чз}^{(1)} = 10,2 / 2,2 = 4,6$ – достаточна.

Дальнее резервирование отсечек защит и выключателей (ДР). Очевидно, что ни грубый, ни чувствительный орган МТЗ не резервируют отключение КЗ в точках К2, К3, К4, К5. Например, для чувствительного органа МТЗ при двухфазном КЗ в точке К2 $k_{чз}^{(2)} = 0,87 \cdot 4,2 / 3,2 = 1,1 < 1,2$, однофазные КЗ в этой точке не чувствуют ни этот орган, ни защита от однофазных КЗ.

Для ввода дальнего резервирования в работу рассчитываем следующие уставки во вторичных токах:

- номинальный ток трансформатора $I_{н.т} = 1445 \cdot 5 / 1500 = 4,8 \text{ А}$;

- уставка блокировки дальнего резервирования при включении статической нагрузки (значение тока которой принимаем $0,2 \cdot 1445 = 300 \text{ А}$) $I_{бл} = 1,2 \cdot 300 = 360 \text{ А}$ первичных или $360 \cdot 5 / 1500 = 1,2 \text{ А}$ – вторичных;

- уставка согласования по чувствительности с отсечками автоматических выключателей, установленных в конце зоны резервирования. Принимаем, что зона резервирования не должна выходить за зону действия защит выключателей, установленных на отходящих от сборки I линиях. Для этого выполняем согласование с отсечкой выключателя ВА51-35 по выражению (14-8) $I_{др} = 1,4 \cdot 1000 = 1400 \text{ А}$ первичных или $1400 \cdot 5 / 1500 = 4,7 \text{ А}$ – вторичных;

- уставка допустимого небаланса по току обратной последовательности определенная ранее и составляет 300 А первичных или 1 А вторичных.

Уставки времени срабатывания дальнего резервирования на отключение секционного выключателя $T_{др1} = 0,3 + 0,3 = 0,6 \text{ с}$, на отключение выключателя ввода $T_{др2} = 0,5 + 0,3 = 0,8 \text{ с}$.

Зона дальнего резервирования. В данном примере она определяется уставкой $I_{др} = 1400 \text{ А}$. Сравнивая эту уставку с расчетными значениями токов КЗ в сети, приведенными на схеме рис. 16-1, устанавливаем, что дальнее резервирование:

- полностью охватывает кабели питания электродвигателей мощностью 75 кВт, поскольку расчетные токи КЗ за этими кабелями ($I_{кз}^{(3)} = 4,2 \text{ кА}$, $I_{кз}^{(1)} = 2 \text{ кА}$) больше уставки $I_{др}$, и даже охватывает часть обмотки электродвигателей. Отметим, что если бы электродвигатели не имели чувствительной выносной релейной защиты от однофазных КЗ, то для предотвращения неселективных отключений уставку $I_{др}$ пришлось бы выбирать из условия согласования с токовой отсечкой выключателей этих электродвигателей ($1,2 \cdot 2240 = 2690 \text{ А}$), поскольку последняя не обеспечивает отключе-

ние однофазных КЗ в конце кабеля. Это сделало бы дальнейшее резервирование неэффективным;

- полностью охватывает кабели питания сборок 1 и 2, причем при трехфазных и двухфазных КЗ охватывает некоторую часть сети за пределами сборки 2 (расчетные токи КЗ на сборке 2 $I_{KR}^{(3)} = 2,2$ кА, $I_{KR}^{(1)} = 1,4$ кА);

- не охватывает зону вблизи сборки 3, поскольку токи КЗ на этой сборке значительно меньше принятой уставки ($I_{KR}^{(3)} = 1,2$ кА, $I_{KR}^{(1)} = 0,8$ кА). Для обеспечения резервирования отключений КЗ в этой зоне можно либо уменьшить уставку $I_{др}$, либо ввести в действие резервную защиту с зависимой характеристикой. В учебных целях принимаем последнее.

Выбор уставок срабатывания дополнительной ступени ДР с зависимой от тока характеристикой (ЗДР). Уставки срабатывания дополнительной ступени защиты выберем из условия согласования с зависимой характеристикой автоматического выключателя ВА55-39 отходящей от шпота 0,4 кВ линии, имеющего наибольший номинальный ток. Полагаем, что для выдержки этого выключателя задана характеристика $I_{н.расц} = 320$ А; $t_{с.п} = 4$ с при токе $6I_{н.расц}$; $I_{с.о} = 5I_{н.расц} = 1600$ А.

Ток срабатывания дополнительной ступени защиты по выражению (16-18): $I_{с.з} \geq 1,2 \cdot 1,25 \cdot 320 = 480$ А, где 1,2 – коэффициент надежности согласования; 1,25 · 320 – ток срабатывания защиты от перегрузки автомата ВА-55-39.

Значение тока согласования принимаем 1600 А, или $5I_{н.расц}$. При этом токе время отключения автомата его защитой с зависимой характеристикой составит 6 с, рис. 5-5. Время срабатывания дополнительной ступени ДР при токе согласования по выражению (16-19) должно быть $t_{с.з.п} \geq 6 + 0,2 \cdot 6 + 1 = 8,2$ с, где 0,2 · 6 – разброс по времени срабатывания в зоне токов перегрузки (по техническим условиям в зависимости от влияющих на разброс факторов составляет до 20%), с; 1 – время запаса, с.

По уравнению (16-20) находим время срабатывания $T_{др}$ на независимой части характеристики $T_{др} = 8,2(1600/480 - 1) / 9 = 2,13$ с, принимаем 2,2 с. По уравнению (14-13) уточняем время срабатывания защиты при токе 1600 А:

$$t_{с.з} = \frac{13,5}{1600/480 - 1} \cdot \frac{2,2}{1,5} = 8,5 \text{ с.}$$

Строим на карте селективности характеристики защиты автомата и ЗДР и убеждаемся, что ступени селективности достаточны во всем диапазоне токов (см. таблицу 16-1). Окончательно принимаем $I_{с.з} = 480$ А первичных, или 1,6 А вторичных, $T_{др} = 2,2$ с (при токе 10 $I_{с.з}$).

Таблица 16.1

Проверка селективности дополнительной ступени ДР с зависимой защитной характеристикой (ЗДР) и выключателя ВА55-39, $I_{н.расц} = 320$ А

Наименование защиты	Время срабатывания, с, при токе, А				
	500	750	1000	1250	1600
ЗДР	475	35,2	18,3	12,3	8,5
Выключатель ВА55-39 $I_{н.расц} = 320$ А	80	18	15	10	6

Выбор уставок срабатывания автоматик. Выдержку времени АВР СВ принимаем по выражению (13-3) из условия согласования с временем действия АВР со стороны 10 кВ: $t_{с.авр} = t_{с.авр} + \Delta t = 2 + 1 = 3$ с, где Δt – ступень селективности, принимается равной 1 с.

Выдержку времени автоматического возврата после АВР СВ принимаем 20 с.

Напряжение срабатывания пускового органа АВР по выражению (13-1), фазное значение, $0,25 \cdot 400/\sqrt{3} = 58$ В; напряжение срабатывания автоматик возврата к нормальному режиму (ВНР) по выражению (13-5), фазное значение, $0,8 \cdot 400/\sqrt{3} = 185$ В.

Задание на рабочее программирование блока БМРЗ-ВВ приведено в табл. 16.2. Его следует рассматривать совместно с логической схемой блока, которая приведена в руководстве по эксплуатации.

Таблица 16.2

Задание на рабочее программирование БМРЗ-0,4 ВВ

№ кадра	Вводимые параметры	Содержание информации
301	ПАРОЛЬ XXX ДАТА XX.XX.XX ВРЕМЯ XX:XX:XX	Ввод пароля, дата и время последнего ввода пароля
302	Ктр 1 = 1500/5 Ктр 3I ₀ = 1500/5	Ввод коэффициента трансформации по фазным токам и току 3I ₀
310	MT3 I>> на ОТКЛ ВВЕДЕНА на ОТКЛ СВ ВВЕДЕНА на ОТКЛ Тр ВЫВЕДЕНА	Ввод/вывод действия первой ступени МТЗ на отключение ВВ (кнопка S12), СВ (кнопка S11) и трансформатора (кнопка S13)
311	MT3 I>> A I>> = 22 А B I>> = 10,7 А	Ввод уставок по току первой ступени МТЗ
312	MT3 I>> T1>> = 0,3 с T2>> = 0,5 с	Ввод уставок по времени первой ступени МТЗ, T1>> – выдержка времени на отключение СВ, T2>> – выдержка времени на отключение ВВ
313	MT3 I> на ОТКЛ ВЫВЕДЕНА на К13 ВВЕДЕНА	Ввод/вывод действия второй ступени МТЗ на отключение (кнопка S14). Ввод/вывод действия второй ступени МТЗ на реле "Перегрузка/БМТЗ" (кнопка S15)
314	MT3 I> НЕЗАВИС I _з >(I _н)> = 5,6 А T _х (T>) = 15 с	Выбор типа характеристики (независимая или обратозависимая) второй ступени МТЗ (кнопка S16). Ввод уставок тока и времени срабатывания для обратозависимой (I _з >, T _х) и независимой (I _н >, T>) характеристик
315	БМТЗ и ДР I ₂ = 1 А	Ввод уставок допустимого небаланса по току обратной последовательности I ₂ БМТЗ и ДР
316	БМТЗ на Б I>> ВВЕДЕНА на К13 ВЫВЕДЕНА	Ввод/вывод действия БМТЗ (кнопка S31). Ввод/вывод действия БМТЗ на реле "Перегрузка/БМТЗ" (кнопка S17)

Продолжение таблицы 16.2

№ кадра	Вводимые параметры	Содержание информации
317	ДР на ОТКЛ ВВЕДЕНО на ОТКЛ СВ ВВЕДЕНО	Ввод/вывод действия первой ступени ДР на отключение ВВ (кнопка S34) и СВ (кнопка S33)
318	ДР $I_{ДР} = 4,7 \text{ А}$ $I_{60} = 1,2 \text{ А}$ $I_{11} = 4,8 \text{ А}$	Ввод уставок по току ДР
319	ДР $T_{ДР1} = 0,6 \text{ с}$ $T_{ДР2} = 0,8 \text{ с}$	Ввод уставок по времени ДР
320	ЗДР на ОТКЛ ВВЕДЕНО на ОТКЛ СВ ВВЕДЕНО	Ввод/вывод действия дополнительной ступени ДР с обратнoзависимой характеристикой на отключение ВВ (кнопка S36) и СВ (кнопка S35)
321	ЗДР $T_{ЗДР} = 2,2 \text{ с}$ $I_{3} = 1,6 \text{ А}$	Ввод уставок дополнительной ступени ДР I_{3} – ток срабатывания, $T_{ЗДР}$ – время срабатывания на независимой части характеристики
330	ТЗНП на ОТКЛ ВВЕДЕНА на ОТКЛ СВ ВВЕДЕНА на ОТКЛ Тр ВЫВЕДЕНА	Ввод/вывод действия ТЗНП на отключение ВВ (кнопка S22), СВ (кнопка S21) и трансформатора (кнопка S23)
331	ТЗНП $I_{30} = 7,3 \text{ А}$ $T_{01} = 0,3 \text{ с}$ $T_{02} = 0,5 \text{ с}$	Ввод уставок по току и времени ТЗНП: I_{30} – ток срабатывания; T_{01} – выдержка времени на отключение СВ; T_{02} – выдержка времени на отключение ВВ
341	АВР и ВНР $T_{авр} = 3 \text{ с}$ $T_{внр} = 20 \text{ с}$	Ввод уставок АВР и возврата к нормальному режиму по времени
342	АВР и ВНР $U_{авр} > = 185 \text{ В}$ $U_{внр} < = 58 \text{ В}$ $U_{сескин} = 58 \text{ В}$	Ввод уставок АВР и возврата к нормальному режиму по напряжениям
343	Возврат АВР СВ БЕЗ ПЕРЕРЫВА ПИТАНИЯ	Ввод возврата АВР СВ с перерывом питания или без перерыва питания (кнопка S37)
390	RS CA = XX XXXXX, n, 8, 2 DATA XX.XX.XX ВРЕМЯ XX:XX:XX	Задание сетевого адреса (CA), скорости обмена с верхним уровнем, характеристики последовательного канала. Установка текущих даты и времени. См. проект АСУ

17. НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ 6(10)/0,4 кВ

В настоящей главе рассмотрены лишь некоторые особенности расчета и выполнения защиты трансформаторов, связанные с появлением на многих предприятиях собственных электростанций небольшой мощности, внедрением резистивного заземления нейтрали в сетях 6 и 10 кВ, новых способах блокировки максимальной токовой защиты при пуске и самозапуске электродвигателей, новых данных о характере горения дуги в замкнутых стесненных условиях КТП 0,4 кВ. По остальным вопросам защиты трансформаторов следует обращаться к работам [1, 19, 39, 52, 53, 54].

Выбор тока срабатывания максимальной токовой защиты. Выбор тока срабатывания выполняется по приводимым ниже условиям, из которых принимается наибольшее полученное значение.

1. Несрабатывание при максимальном рабочем токе $I_{\text{раб.макс}}$ с учетом его увеличения в $k_{\text{сн}}$ раз при самозапуске электродвигателей и возврата защиты после отключения внешнего КЗ:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{в}}} k_{\text{сн}} I_{\text{раб.макс}} \quad (17-1)$$

где $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, принимается для цифровых защит и реле РТ-40 и РТ-80 равным 1,1–1,2, для реле РТВ равным 1,2–1,4; $k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата защиты, принимается для цифровых защит равным 0,95, для реле РТ-40 и РТ-80 равным 0,8–0,85, для реле РТВ равным 0,6–0,7.

Ток самозапуска $I_{\text{сн}} = k_{\text{сн}} I_{\text{раб.макс}}$ определяется из расчетов самозапуска. Для трансформатора обычно принимают $I_{\text{раб.макс}} = I_{\text{н.т}}$.

При отсутствии самозапуска электродвигателей или для нагрузки без пусковых токов (электрическое отопление, печи) $k_{\text{сн}} = 1$, и ток срабатывания:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{раб.макс}} \quad (17-1a)$$

где $I_{\text{раб.макс}}$ принимается с учетом допустимой аварийной перегрузки трансформатора на 30–40%, соответственно $I_{\text{раб.макс}} = (1,3 \div 1,4) I_{\text{н.т}}$.

2. Несрабатывание при полной нагрузке трансформатора и пуске более мощного электродвигателя (этот режим возникает, когда при полностью загруженном трансформаторе необходимо включить резервный и остановить рабочий электродвигатель):

$$I_{\text{с.з}} \geq k_{\text{н}} (I_{\text{раб.макс}} + I_{\text{пуск.макс}}) \quad (17-2)$$

где $k_{\text{н}}$ и $I_{\text{раб.макс}}$ – то же, что в (17-1); $I_{\text{пуск.макс}}$ – пусковой ток наиболее мощного электродвигателя.

защиты определяется при двухфазном КЗ на шинах 0,4 кВ. В частных случаях коэффициент чувствительности можно находить по первичным токам. Рассмотрим эти случаи.

Для защит с включением реле на фазные токи (кроме защит трансформаторов со схемой соединения обмоток Δ/Y или Y/Δ) коэффициент чувствительности защиты можно определить по выражениям:

- для металлического КЗ:

$$k_{\text{ч}}^{(2)} = \frac{I_{\text{к.мин}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{0,867 \cdot I_{\text{к.мин}}^{(3)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,5, \quad (17-6)$$

где $I_{\text{к.мин}}^{(3)}$ – минимальный ток металлического трехфазного КЗ на шинах 0,4 кВ;

- для КЗ через переходные сопротивления:

$$k_{\text{чР}}^{(2)} = \frac{I_{\text{кР}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{0,867 \cdot I_{\text{кР}}^{(3)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,2, \quad (17-7)$$

где $I_{\text{кР}}^{(3)}$ – минимальный ток трехфазного дугового КЗ на шинах 0,4 кВ, определяется по выражению (2-3).

Для защит при любой схеме включения реле и трансформаторов тока (кроме защит трансформаторов со схемой соединения обмоток Δ/Y или Y/Δ) коэффициент чувствительности защиты можно определить по выражениям:

- для металлического КЗ:

$$k_{\text{ч}}^{(2)} = \frac{k_{\text{сх.мин}}^{(2)} \cdot I_{\text{к.мин}}^{(2)}}{k_{\text{сх.мин}}^{(3)} \cdot I_{\text{с.з}}} = \frac{k_{\text{сх.мин}}^{(2)} \cdot 0,867 \cdot I_{\text{к.мин}}^{(3)}}{k_{\text{сх.мин}}^{(3)} \cdot I_{\text{с.з}}} \geq 1,5, \quad (17-8)$$

где $I_{\text{к.мин}}^{(3)}$ – минимальный ток металлического трехфазного КЗ на шинах 0,4 кВ;

- для КЗ через переходные сопротивления:

$$k_{\text{ч}}^{(2)} = \frac{k_{\text{сх.мин}}^{(2)} \cdot I_{\text{кР}}^{(2)}}{k_{\text{сх.мин}}^{(3)} \cdot I_{\text{с.з}}} = \frac{k_{\text{сх.мин}}^{(2)} \cdot 0,867 \cdot I_{\text{кР}}^{(3)}}{k_{\text{сх.мин}}^{(3)} \cdot I_{\text{с.з}}} \geq 1,2, \quad (17-9)$$

Для проверки чувствительности защит трансформаторов со схемой соединения обмоток Δ/Y или Y/Δ выражения (17-6)–(17-9) непригодны, поскольку они не учитывают распределение токов в обмотках трансформатора. При двухфазном КЗ со стороны НН по двум фазам НН проходят токи $I_{\text{к}}^{(2)}$, а со стороны ВН в одной фазе проходит ток, численно равный току трехфазного КЗ $I_{\text{к}}^{(3)}$, в двух других – ток $I_{\text{к}}^{(3)}/2$ (рис. 17-1). Соответственно коэффициент чувствительности максимальной токовой защиты трансформатора, установленной со стороны ВН, можно определить по выражениям:

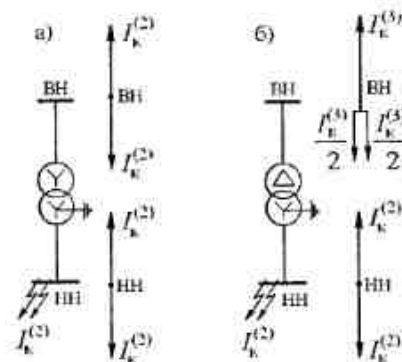


Рис. 17-1. Векторные диаграммы токов на стороне НН и ВН при двухфазном КЗ на стороне НН трансформаторов со схемой соединения обмоток Y/Y (а) и Δ/Y (б) при коэффициенте трансформации, равном 1

- при схеме соединения трансформаторов тока и реле № 1 (полная звезда с тремя реле) и № 2 (неполная звезда с тремя реле)

$$k_{\text{ч}}^{(2)} = \frac{I_{\text{к.мин}}^{(3)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,5, \quad k_{\text{чР}}^{(2)} = \frac{I_{\text{кР}}^{(3)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,2; \quad (17-10)$$

- при схеме соединения трансформаторов тока и реле № 3 (неполная звезда с двумя реле)

$$k_{\text{ч}}^{(2)} = \frac{0,5 \cdot I_{\text{к.мин}}^{(3)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,5, \quad k_{\text{чР}}^{(2)} = \frac{0,5 \cdot I_{\text{кР}}^{(3)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,2; \quad (17-11)$$

- при схеме соединения трансформаторов тока и реле № 4 (треугольник с тремя реле) и № 5 (треугольник с двумя реле)

$$k_{\text{ч}}^{(2)} = \frac{I_{\text{к.мин}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{0,867 \cdot I_{\text{к.мин}}^{(3)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,5, \quad k_{\text{чР}}^{(2)} = \frac{I_{\text{кР}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{0,867 \cdot I_{\text{кР}}^{(3)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,2. \quad (17-12)$$

Из выражения (17-11) видно, что для трансформаторов со схемой соединения обмоток Δ/Y или Y/Δ не следует применять максимальную токовую защиту со схемой соединения неполной звезды с двумя реле (ввиду пониженной чувствительности), необходимо включать третье реле в нулевой провод трансформаторов тока, при этом чувствительность повышается в два раза, или применять схему полной звезды с тремя реле.

Проверка чувствительности защиты при питании от собственных электростанций малой мощности. В настоящее время на многих предприятиях для повышения надежности электроснабжения вводятся в работу собственные электростанции небольшой мощности напряжением 6(10) кВ.

Они могут работать параллельно с энергосистемой или в автономном режиме. Часто оказывается, что минимальным оказывается режим питания от этой электростанции и даже от одного генератора электростанции, а минимальным током повреждения оказывается ток трехфазного, а не двухфазного КЗ. Соответственно должны быть откорректированы методы проверки чувствительности защиты.

В этом случае при проверке чувствительности защиты трансформатора необходимо учитывать быстрое затухание токов КЗ (см. главу 2.7). К моменту срабатывания выходных реле максимальных токовых защит ток КЗ достигает установившегося значения. При расчетном сопротивлении до точки КЗ $x_{расч} < 0,65$ (таких точек обычно большинство, даже в сети 0,4 кВ) минимальным током будет ток установившегося трехфазного КЗ, при этом ток двухфазного установившегося КЗ в зависимости от типов генераторов может достигать на зажимах генераторов ($x_{расч} < 0,2$) максимум значения $1,5 I_{кз}^{(3)}$, а при $x_{расч} = 0,65$ $I_{кз}^{(2)} = I_{кз}^{(3)}$. При $x_{расч} > 0,65$ приближенно можно считать, что минимальным током является ток двухфазного КЗ и принимать $I_{кз}^{(2)} = 0,867 I_{кз}^{(3)}$.

Анализ токораспределения в токовых цепях максимальных токовых защит при различных схемах соединений трансформаторов тока и реле (см. табл. 17.1) показывает, что в установившемся режиме при $x_{расч} < 0,65$ коэффициент чувствительности защиты при трехфазных КЗ получается меньше, чем при двухфазных во всех случаях, кроме следующих:

- защита линий с включением трансформаторов тока на разность токов с одним реле (схема № 6), однако эта схема в сетях с собственной электростанцией не должна применяться, так как вообще имеет пониженную чувствительность, а также разную чувствительность к разным видам КЗ, что вызывает необходимость увеличивать ее ток срабатывания в $\sqrt{3}$ раз при согласовании последующих защит в сети;

- защита линии при схеме трансформаторов тока треугольник с двумя реле (схема № 5), однако такое соединение в сетях 6(10) кВ не применяется;

- защита трансформатора $\Delta/Y-11$ ($Y/\Delta-11$) при схеме трансформаторов тока неполная звезда с двумя реле (схема № 3), этот случай исключается, если для повышения чувствительности включить третье реле в нулевой провод.

Соответственно чувствительность максимальных токовых защит трансформаторов 6(10)/0,4 кВ в случаях, когда расчетное сопротивление до точки КЗ на шинах 0,4 кВ $x_{расч} < 0,65$, проверяется при установившемся токе трехфазного КЗ по выражению (17-4). С учетом того, что для защит трансформаторов Δ/Y и Y/Δ применяется схема с тремя реле и что схема с

одним реле, включенным на разность токов, не применяется, чувствительность МТЗ можно проверять по выражениям:

$$k_{\text{с}}^{(3)} = \frac{I_{\text{кз}}^{(3)}}{I_{\text{сз}}} \geq 1,5, \quad k_{\text{сR}}^{(3)} = \frac{I_{\text{кзR}}^{(3)}}{I_{\text{сз}}} \geq 1,2. \quad (17-13)$$

При $x_{расч} > 0,65$ чувствительность проверяется при токах двухфазного КЗ, соответствующих сверхпереходному режиму, по выражениям (17-6)-(17-12).

Выбор времени срабатывания максимальной токовой защиты. Выдержка времени срабатывания МТЗ трансформатора определяется условиями согласования с защитами вводного и секционного выключателей щита 0,4 кВ или с защитами отходящих линий 0,4 кВ. Эти условия рассмотрены в главах 8, 9 и 10. Выбранная выдержка времени должна быть меньше допустимой по термической стойкости трансформатора.

Данные о допустимом времени протекания тока КЗ через трансформатор 6(10)/0,4 кВ можно найти в технических материалах завода-изготовителя трансформатора. Например, для трансформаторов, выполненных по ГОСТ 11677-85 (перездание 1999 г. с изменениями) допустимая продолжительность КЗ на зажимах трансформатора не должна превышать $t_{\text{к, макс}} = 4$ с. Это значение продолжительности КЗ соответствует наибольшему протекающему через трансформатор току КЗ $I_{\text{к, макс}}$, который имеет место при сопротивлении питающей сети, определяемом мощностью КЗ со стороны ВН трансформатора 500 МВ·А. При определении значения этого наибольшего тока КЗ для трансформаторов мощностью менее 3,15 МВ·А, разработанных после 01.01.1991 г., а также трансформаторов мощностью менее 1 МВ·А, сопротивление питающей сети не учитывают, если оно составляет не более 5% сопротивления трансформатора. Для трансформаторов собственных нужд электростанций сопротивление питающей сети не учитывают. Если реальный ток КЗ $I_{\text{к}}$ меньше наибольшего, то допустимую продолжительность КЗ на зажимах трансформатора $t_{\text{к}}$ можно определить по формуле:

$$t_{\text{к}} = t_{\text{к, макс}} \frac{I_{\text{к, макс}}^2}{I_{\text{к}}^2}. \quad (17-14)$$

Однако значение $t_{\text{к}}$ и, следовательно, времени срабатывания МТЗ, не должно превышать 15 с.

О блокировке максимальной токовой защиты при пуске и самозапуске электродвигателей. Необходимость обеспечить несрабатывание МТЗ трансформатора при самозапуске электродвигателей часто приводит к недопустимому снижению чувствительности защиты, особенно при наличии собственных электростанций, когда токи КЗ на шинах 0,4 кВ трансформаторов в минимальном режиме получаются небольшими. Ино-

гда не удастся обеспечить даже несрабатывание защиты при загруженном трансформаторе и пуске самого мощного двигателя.

Из этого положения могут быть три выхода.

1. Применить блокировку МТЗ трансформатора при пуске и самозапуске электродвигателей, что позволяет снизить уставку срабатывания и повысить чувствительность защиты. При этом при расчете уставки МТЗ трансформатора можно не учитывать условия (17-1), (17-2) и (17-3), и выбирать ее только по условиям (17-1а) и согласования с защитами, установленными со стороны 0,4 кВ.

Для трансформаторов 6(10)/0,4 кВ блокировка МТЗ по напряжению в настоящее время не применяется, поскольку пусковой орган напряжения оказывается нечувствительным из-за большого остаточного напряжения при дуговых КЗ (см. главу 15).

Функция блокировки предусмотрена в блоке БМРЗ-0,4, который устанавливается на вводе 0,4 кВ после трансформатора (глава 15). Этот блок имеет не только блокировку собственной МТЗ, но и выходное реле блокировки, контактом которого можно заблокировать МТЗ трансформатора, установленную со стороны ВН.

2. Распределить зоны работы защиты, трансформатор и шины защитить с помощью МТЗ трансформатора с минимальной чувствительностью, а шины и сеть – защитой, имеющейся в блоке БМРЗ-0,4, в котором применить функцию блокировки МТЗ. В результате этого КЗ на шинах 0,4 кВ и в сети 0,4 кВ будут отключаться с хорошей чувствительностью.

3. Внедрить поочередный самозапуск электродвигателей, что также позволит снизить уставку МТЗ трансформатора (глава 11).

Особенности выполнения логики МТЗ. При дуговом КЗ на шинах 0,4 кВ возможны случаи нестабильного горения дуги с существенным снижением тока и повторными зажиганиями. При этом МТЗ может периодически сбрасывать набранное время, затягивать отключение КЗ, а иногда и вовсе отказать, даже если ее чувствительность удовлетворяет приведенным выше условиям. Наблюдались случаи, когда по указанной причине подстанция сгорает, после чего КЗ самоликвидируется. Для предотвращения подобных отказов защиты рекомендуется в логике цифровых терминалов предусматривать задержку возврата защиты (рис. 17-2). Пуск защиты происходит от токового органа, при этом цепь А обеспечивает четкий набор выдержки времени $T_{с.з}$, несмотря на кратковременные снижения тока, поскольку после токового органа имеется элемент выдержки времени на возврат защиты $T_{в.з}$ (выдержка времени на возврат принимается порядка 70–100 мс). Цепь В служит для предотвращения увеличения инерционного выбега защиты из-за задержки возврата защиты, при этом введение времени возврата защиты не приводит к необходимости увеличивать степень селективности.

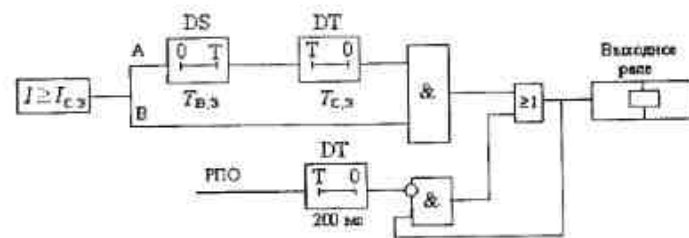


Рис. 17-2. Логическая схема максимальной токовой защиты с регулируемым временем возврата

В схеме предусмотрено удерживание выходного реле отключения до получения подтверждения отключенного положения выключателя. Это предотвращает возможность повреждения контактов выходного реле током катушки отключения привода при их преждевременном размыкании. Через 200 мс после получения сигнала об отключении выключателя (срабатывания реле *KQT*, или в старых обозначениях – *РПО*) схема удерживания автоматически разбирается и выходное реле возвращается в исходное состояние.

Выбор уставок токовой отсечки. Ток срабатывания выбирается наибольшим из следующих условий:

1. Несрабатывание отсечки при максимальном токе трехфазного металлического КЗ (сверхпереходном при питании от генераторов) за трансформатором на шинах 0,4 кВ

$$I_{с.о} \geq k_n I_{к.макс}^{(3)} \quad (17-15)$$

где k_n – коэффициент надежности, принимается для реле РТ-40 равным 1,3–1,4, для реле РТ-80 и РТМ равным 1,6, для цифровых защит – 1,1–1,2; $I_{к.макс}^{(3)}$ – максимальный ток КЗ на шинах 0,4 кВ.

2. Несрабатывание отсечки от броска тока намагничивания при включении трансформатора

$$I_{с.о} \geq k_n I_{н.тр}, \quad (17-16)$$

где k_n – коэффициент надежности, принимается для цифровых защит и реле РТМ равным 5–7, для РТ-40, имеющих промежуточное выходное реле, равным 4.

Обычно условие (17-16) удовлетворяется при выборе отсечки по условию (17-15).

Чувствительность отсечки при максимальном токе двухфазного металлического КЗ (сверхпереходном при питании от генераторов) в месте установки защиты должна быть:

$$k_n^{(2)} = \frac{I_{\text{к. макс}}^{(2)}}{I_{\text{с.о}}} \geq 1,2. \quad (17-17)$$

Защита от перегрузки. Может иметь зависимую или независимую от тока характеристику. Защита действует на отключение трансформатора или на сигнал.

Ток срабатывания выбирается по выражению (17-1а), в котором значение k_n принимается равным 1,05–1,1, а $I_{\text{рвб. макс}}$ равным номинальному току трансформатора.

Время срабатывания принимается из условия отстройки от длительности самозапуска (пуска) электродвигателей $t_{\text{сн}}$:

- для независимой характеристики:

$$t_{\text{сз}} \geq (1,3 \div 1,5) t_{\text{сн}}; \quad (17-18)$$

- для зависимой характеристики время срабатывания задается на независимой части характеристики (при кратности тока в реле $I_{\text{р}} = 10 \cdot I_{\text{сз}}$). Подбирается такая характеристика, при которой обеспечивается условие (17-18) при токе в реле $I_{\text{р}} = I_{\text{сз}} = k_{\text{сн}} \cdot I_{\text{рвб. макс}}$.

Выбор уставок защиты от ОЗЗ со стороны ВН. На линии питания трансформатора устанавливается релейная защита нулевой последовательности с использованием трансформаторов тока нулевой последовательности и цифровых терминалов или реле РТЗ-51 (РТ-40/0,2). Если кабельная линия состоит из нескольких кабелей, то трансформаторы тока нулевой последовательности устанавливаются на каждом кабеле, а их вторичные обмотки, соединенные параллельно, подключают к одному терминалу или к реле РТЗ-51. В сетях с изолированной нейтралью или с высокоомным заземлением нейтрали защита может действовать на сигнал, если не требуется отключение этих трансформаторов по условиям безопасности эксплуатации сети ВН. Однако при изолированной нейтрали сети ВН предпочтительно действие на отключение (без выдержки времени) для предотвращения появления перенапряжений в сети, особенно при наличии генераторов собственных электростанций. В сетях с низкоомным заземлением нейтрали защита должна действовать на отключение. В двух последних случаях необходимо обеспечить резервирование отключенной нагрузки с помощью устройства АВР на стороне НН.

Ток срабатывания защиты выбирают по выражению:

$$I_{\text{сз}} = k_n \cdot k_{\text{б}} \cdot I_{\text{с}}, \quad (17-19)$$

где $I_{\text{с}}$ – первичный емкостной ток нулевой последовательности, протекающий по защищаемому присоединению при ОЗЗ на секции ЗРУ-6(10) кВ; $k_{\text{б}}$ – коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока, принимается для реле РТЗ-51 равным 2–3, для реле РТЗ-50 равным 3–4, для цифровых

терминалов равным 1,2; k_n – коэффициент надежности, принимается равным 1,2.

Чувствительность защиты проверяется по выражению, аналогичному (17-4). Чтобы получить более полное представление о работе этой защиты, целесообразно проверить ее чувствительность для двух режимов – максимального и минимального тока замыкания на землю.

О защите трансформаторов 6(10)/0,4 кВ от однофазных КЗ со стороны 0,4 кВ. При однофазных КЗ за трансформаторами 6(10)/0,4 кВ на стороне ВН проходят токи, величина и векторные диаграммы которых приведены на рис. 17-3.

Эти токи проходят через реле максимальной токовой защиты трансформатора, установленной со стороны высокого напряжения, чувствительность которой к токам однофазных КЗ определяется по выражению (17-4). Расчетные токи в реле можно найти по табл. 17.2. При соединении обмоток трансформатора Y/Y максимальная токовая защита обычно не обладает достаточной чувствительностью к однофазным КЗ на стороне 0,4 кВ, при

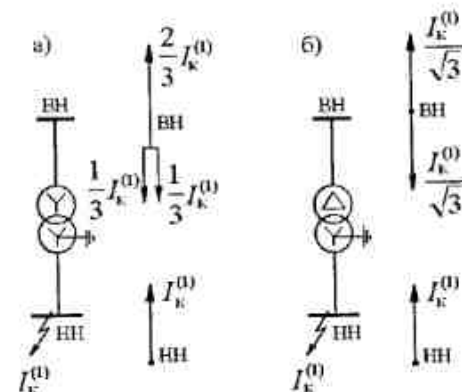


Рис. 17-3. Векторные диаграммы токов на стороне НН и ВН при однофазном КЗ на стороне НН трансформаторов со схемой соединения обмоток Y/Y (а) и Δ/Y (б) при коэффициенте трансформации, равном 1

соединении обмоток Δ/Y она может быть достаточно чувствительной (так как токи КЗ больше), что зависит от уставки защиты и мощности питающей системы.

Для обеспечения отключения однофазных КЗ при любом режиме работы независимо от уставки максимальной токовой защиты и схемы соединения обмоток трансформатора, а также для резервирования защитходящих линий 0,4 кВ, в нейтрали трансформатора устанавливается специальная защита нулевой последовательности. Принцип действия и выбор уставок этой защиты рассмотрен в главе 9.

Таблица 17.2

Токи в реле максимальной токовой защиты на стороне 6(10) кВ при однофазных КЗ на стороне 0,4 кВ трансформаторов Y/Y и Δ/Y [53]

№ схемы	Схема соединенной ТТ и реле	Коэффициент схемы при симметричном режиме $k_{сх}^{(3)}$	Токи в реле при однофазном КЗ за трансформатором	
			$Y/Y - 0$	$\Delta/Y - 11$
1		1	$I_p^{(1)} = \frac{2I_k^{(3)}}{3n_T}$	$I_p^{(1)} = \frac{I_k^{(1)}}{\sqrt{3}n_T}$
2		1	$I_p^{(1)} = \frac{2I_k^{(1)}}{3n_T}$	$I_p^{(1)} = \frac{I_k^{(1)}}{\sqrt{3}n_T}$
3		1	$I_p^{(1)} = \frac{I_k^{(1)}}{3n_T}$	$I_p^{(3)} = \frac{\sqrt{3}I_k^{(3)}}{n_T}$
4		$\sqrt{3}$	Не применяется	$I_p^{(1)} = \frac{2I_k^{(1)}}{\sqrt{3}n_T}$
5		$\sqrt{3}$	Не применяется	$I_p^{(1)} = \frac{I_k^{(1)}}{\sqrt{3}n_T}$
6		$\sqrt{3}$	Схема не применяется (отказывает при однофазном КЗ фазы В)	Схема не применяется (отказывает при КЗ фаз В и С)

Примечание. $I_k^{(1)}$ — ток однофазного КЗ на стороне 0,4 кВ, приведенный к напряжению питающей стороны трансформатора, где установлена максимальная токовая защита; n_T — коэффициент трансформации трансформаторов тока этой защиты.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Расчетные кривые для нахождения токов КЗ в сети 0,4 кВ

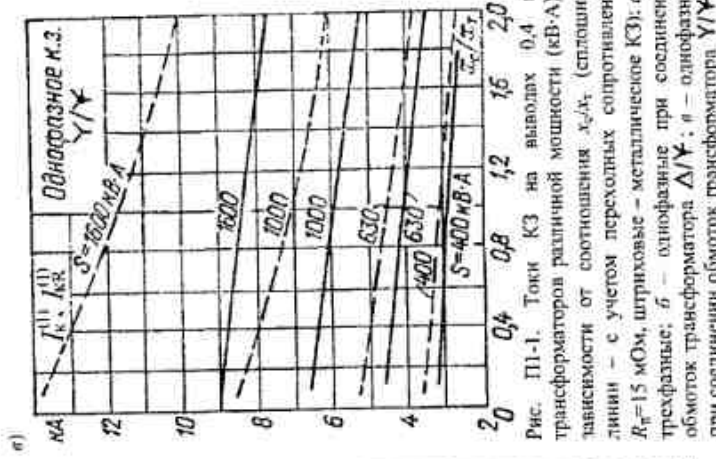
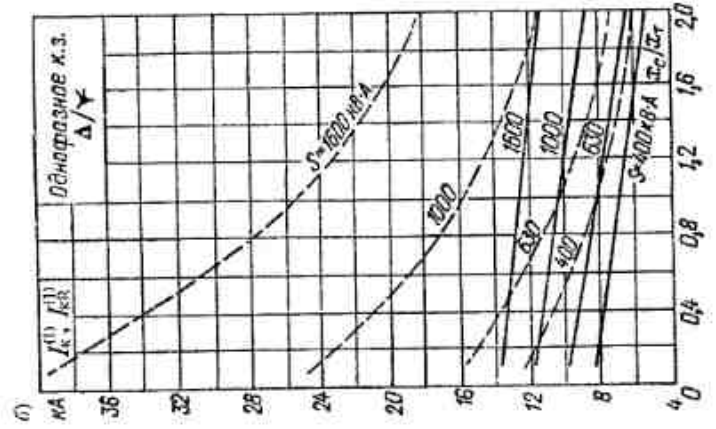
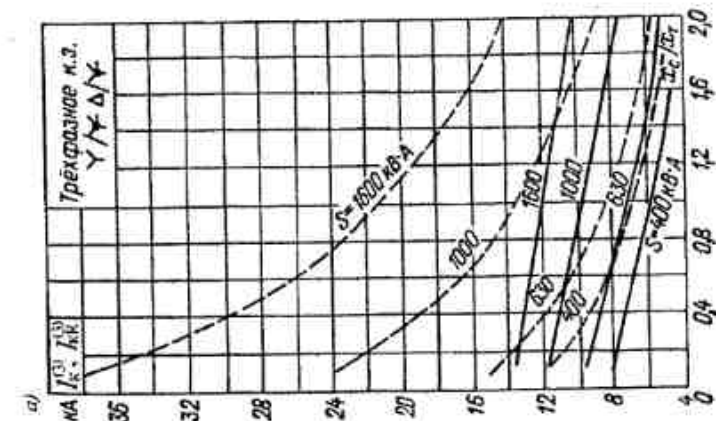


Рис. П1-1. Токи КЗ на выводах 0,4 кВ трансформаторов различной мощности (кВ·А) в зависимости от соотношения x/l_T (сплошные линии — с учетом переходных сопротивлений $R_{п} = 15 \text{ мОм}$, штриховые — металлические КЗ); а — трехфазные; б — однофазные при соединенных обмотках трансформатора Δ/Y ; в — однофазные при соединении обмоток трансформатора Y/Y .

Для $S = 1600, 1000, 630 \text{ кВ}\cdot\text{А}$ — $\eta = 5,5\%$; для $S = 400 \text{ кВ}\cdot\text{А}$ — $\eta = 4,5\%$.

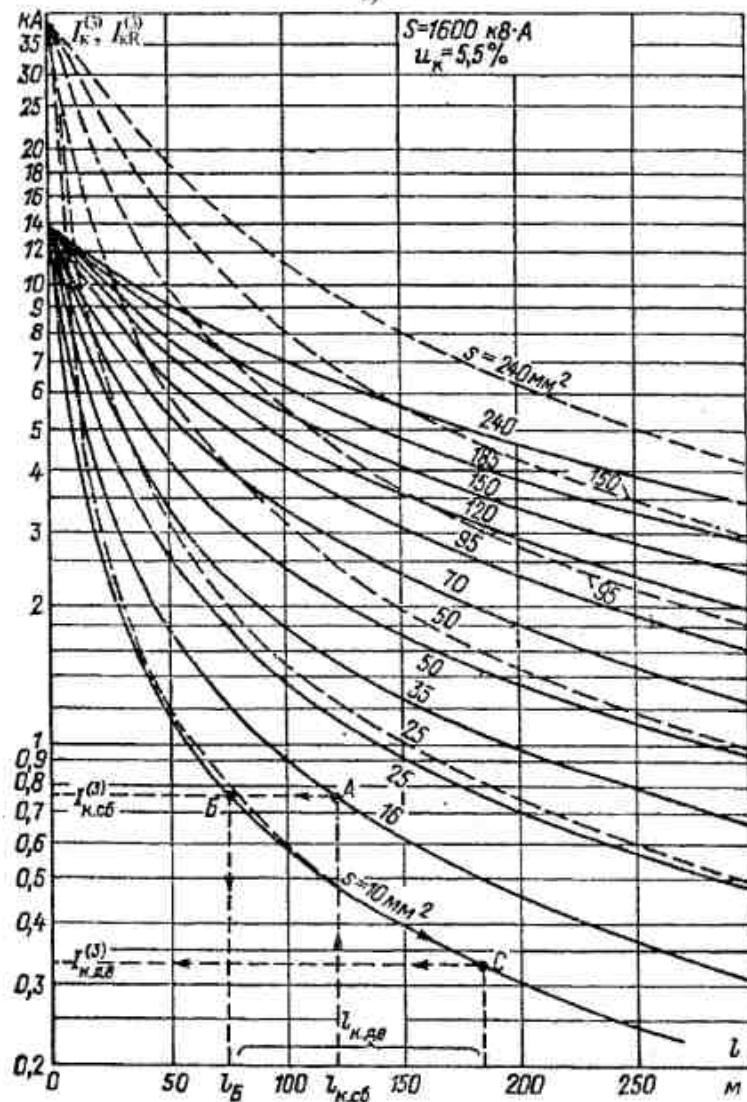


Рис. III-2. Токи трехфазных КЗ в зависимости от длины и сечения кабелей с алюминиевыми жилами при $x_c = 0,1x$, и мощности трансформатора 1600 (а), 1000 (б), 630 (в) и 400 (г) кВ·А (сплошные линии — с учетом переходных сопротивлений $R_{II} = 15 \text{ мОм}$, штриховые — металлическое КЗ)

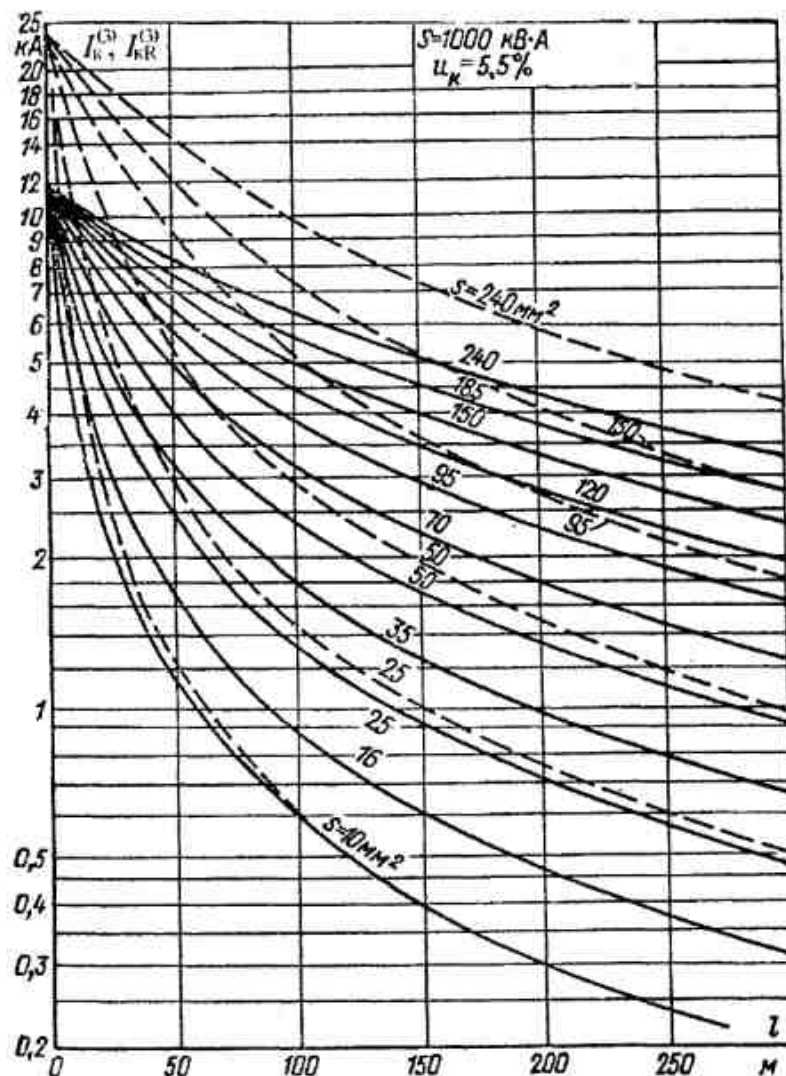


Рис. III-2, б

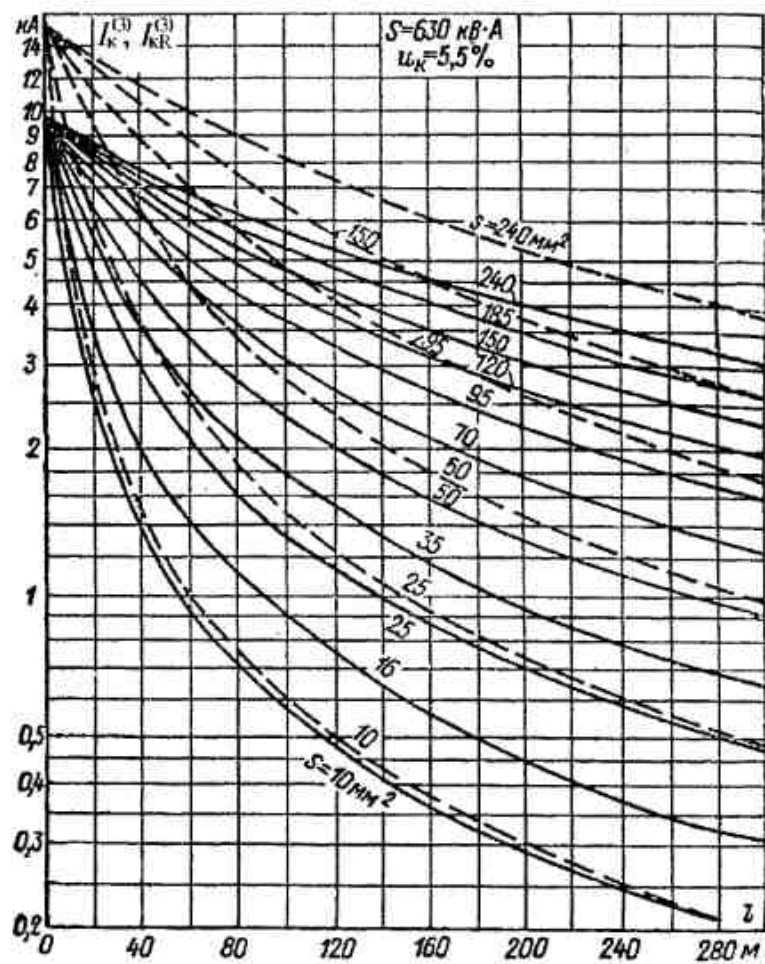


Рис. III-2, а

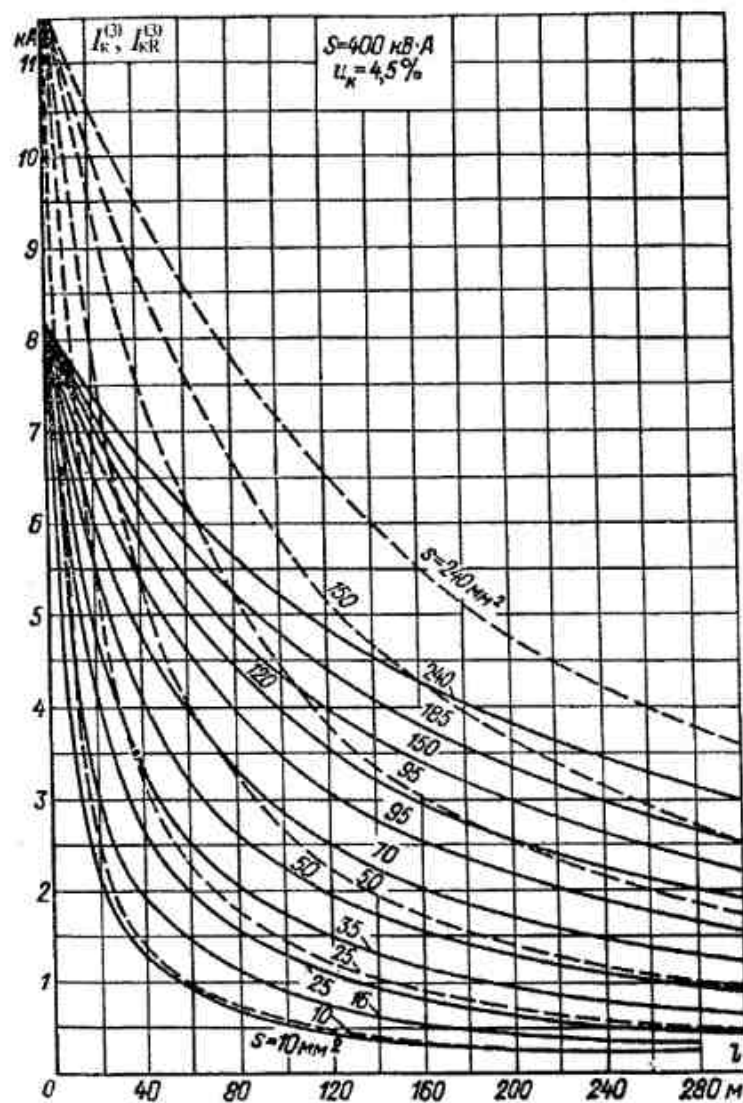


Рис. III-2, z

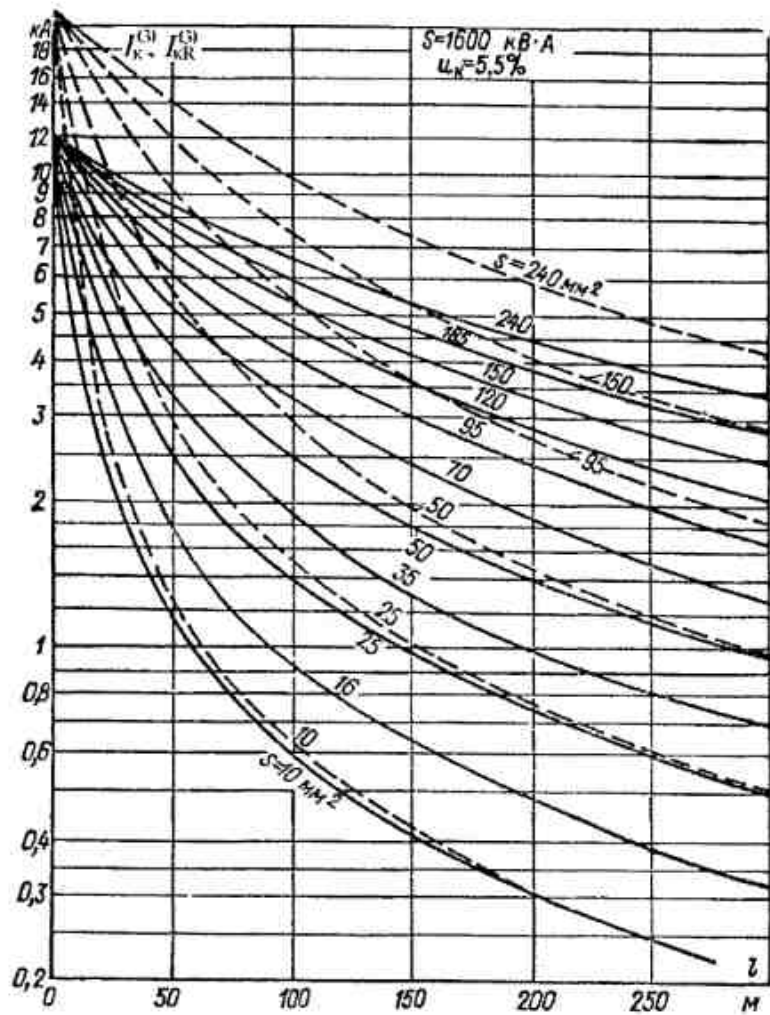


Рис. III-3. Токи трехфазных КЗ в зависимости от длины и сечения кабелей с алюминиевыми жилами при $x_c = x_z$ и мощности трансформатора 1600 (а); 1000 (б); 630 (в); 400 (г) кВ·А (сплошные линии – с учетом переходных сопротивлений $R_n = 15$ мОм, штриховые – металлическое КЗ)

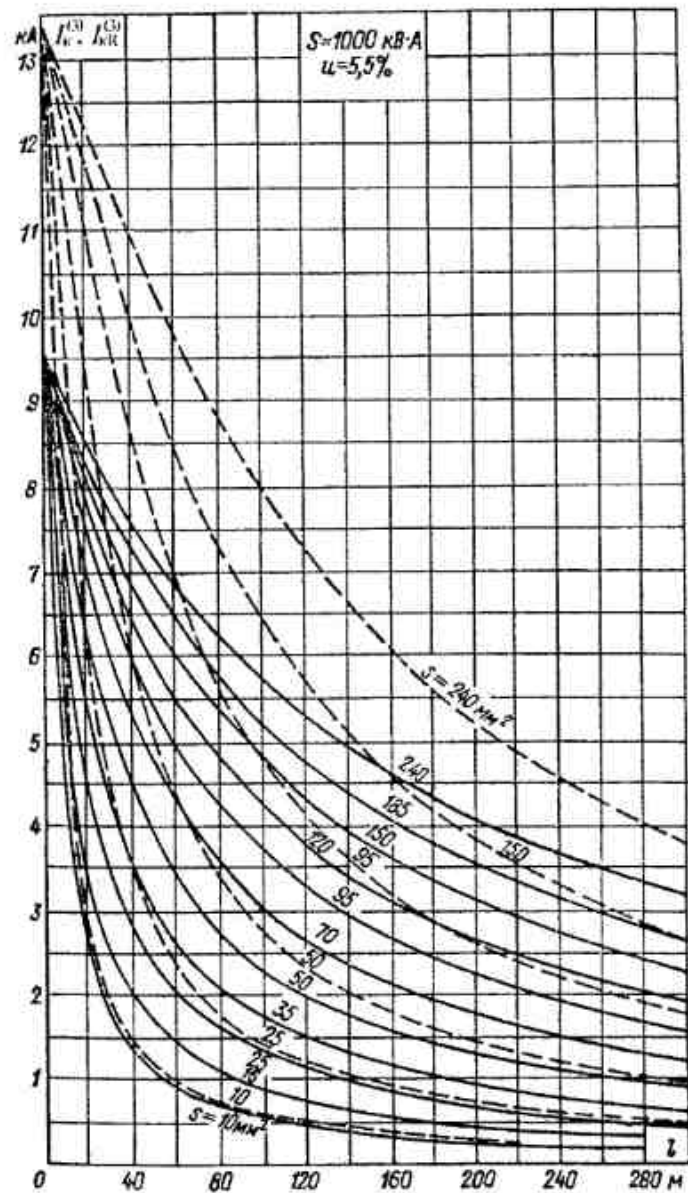


Рис. III-3, б

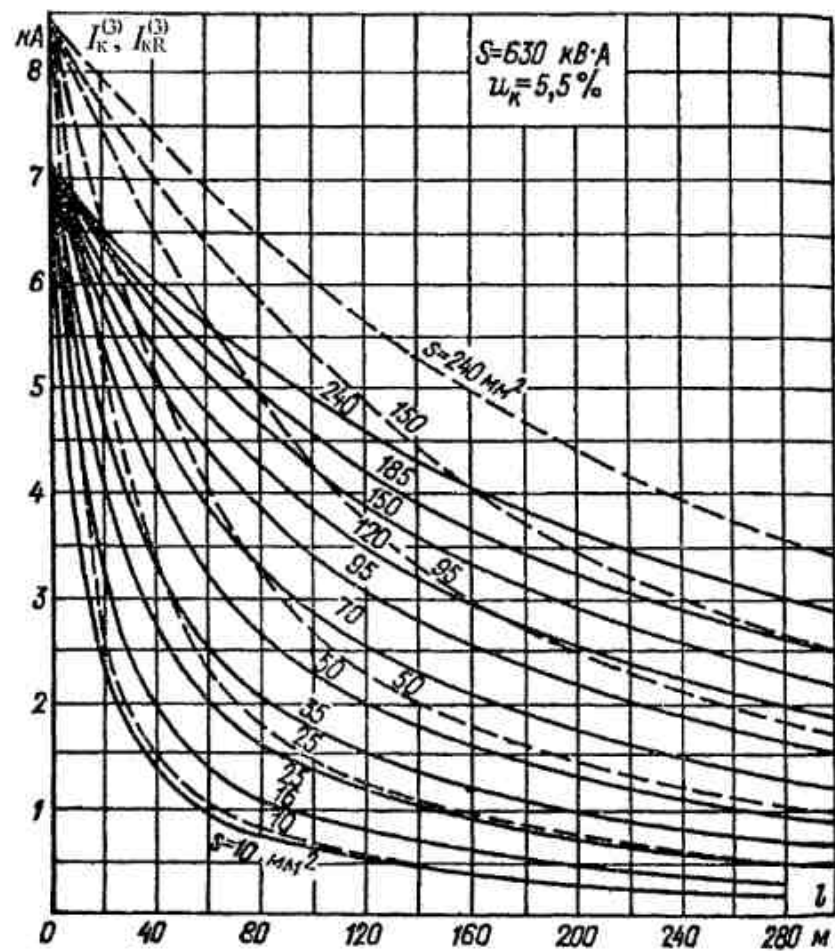


Рис. III-3, e

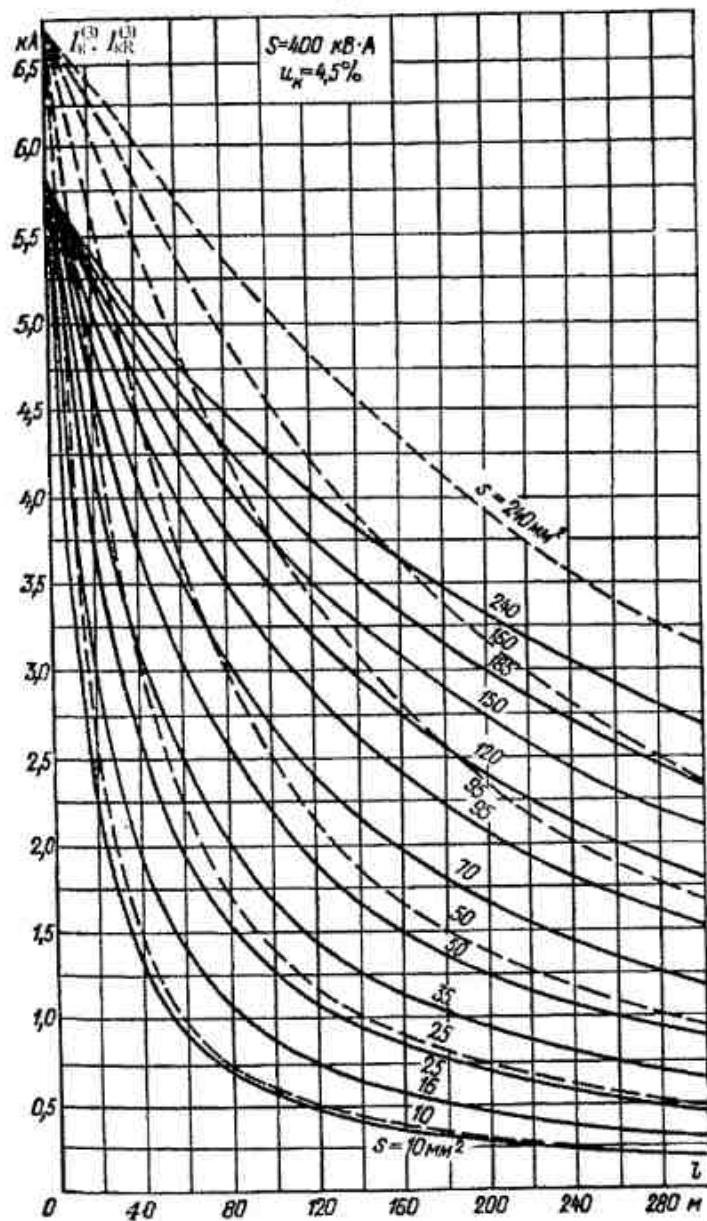


Рис. III-3, z

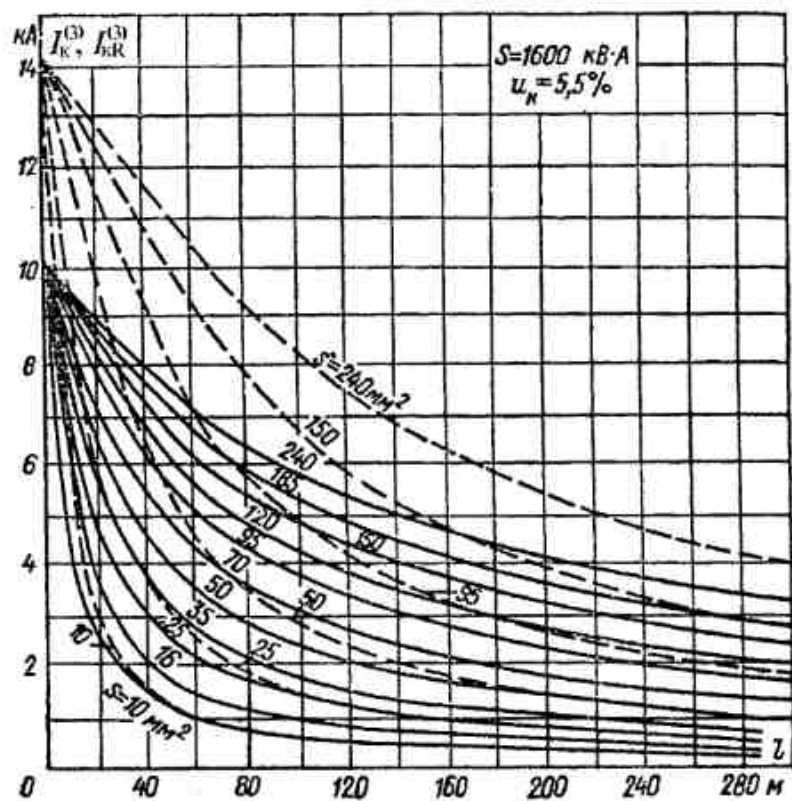


Рис. П1-4. Токи трехфазных КЗ в зависимости от длины и сечения кабелей с алюминиевыми жилами при $x_c = 2x_l$ и мощности трансформатора 1600 (а); 1000 (б); 630 (в); 400 (г) кВ·А (сплошные линии – с учетом переходных сопротивлений $R_{tr} = 15 \text{ Ом}$, штриховые – металлическое КЗ)

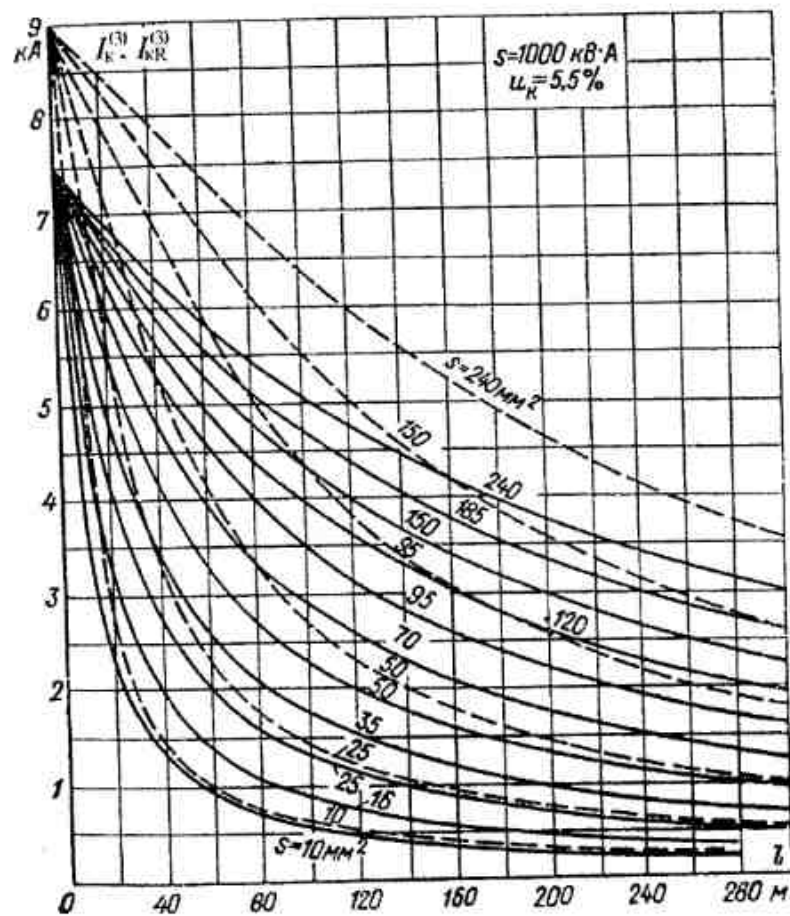


Рис. П1-4, б

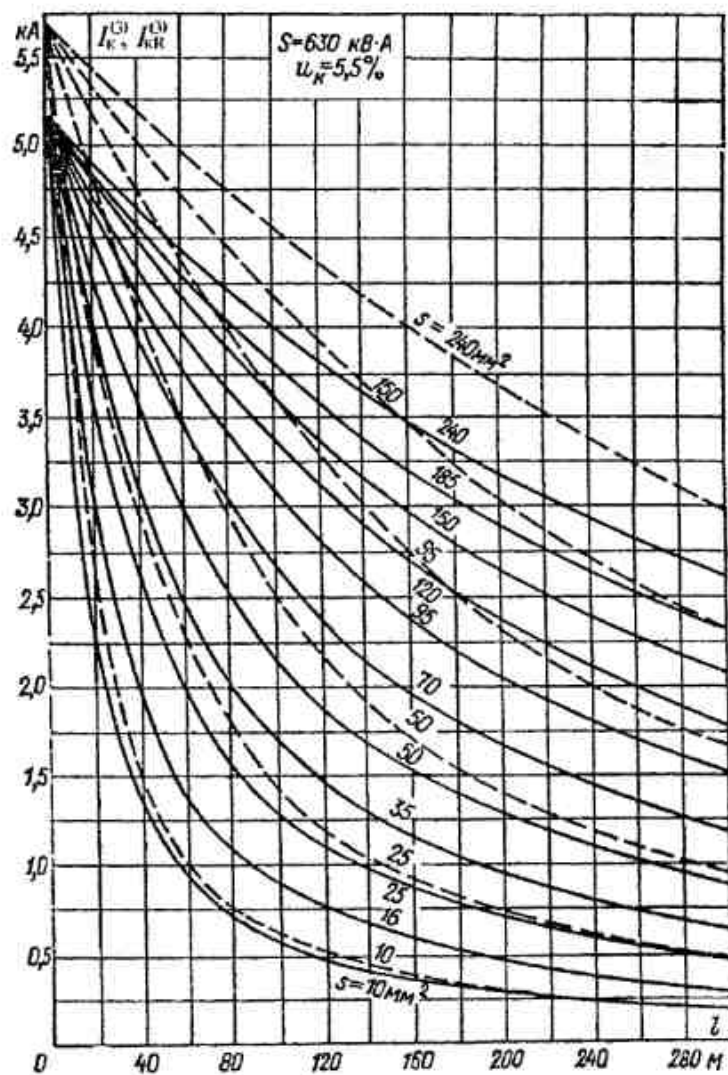


Рис. III-4, в

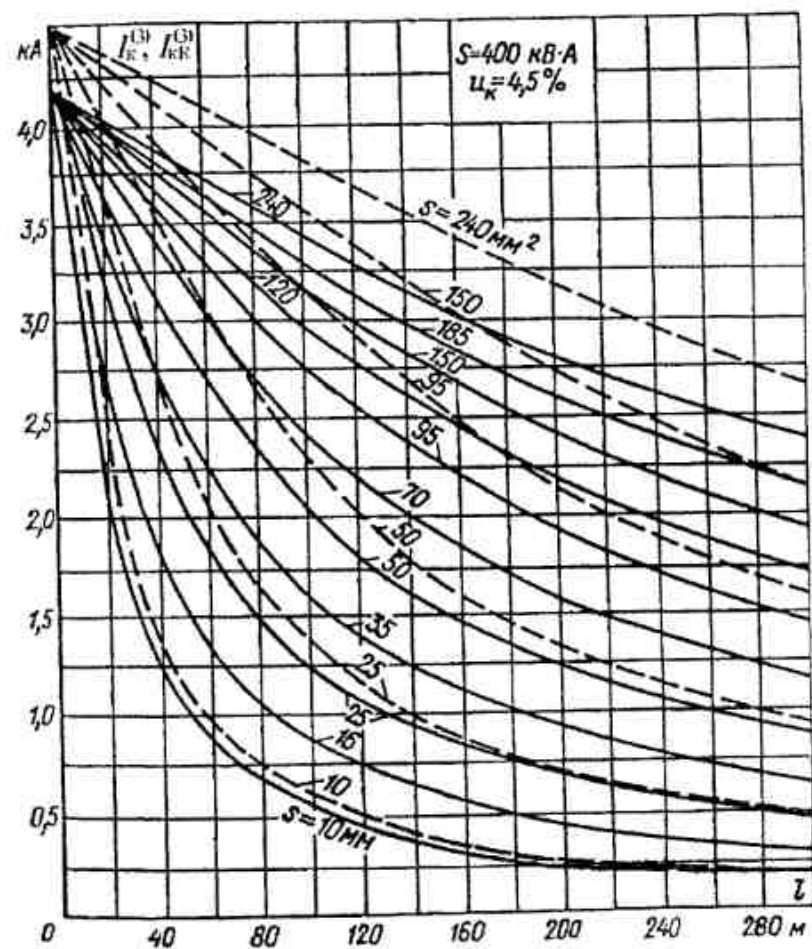


Рис. III-4, з

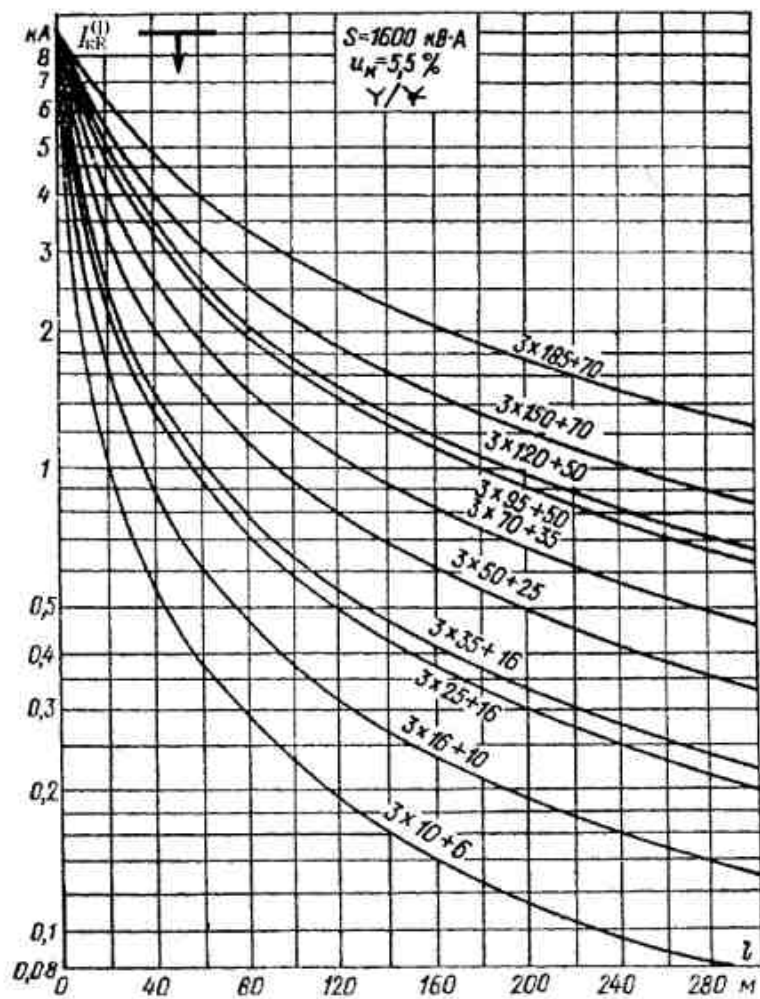


Рис. III-5. Токи однофазных КЗ в зависимости от длины и сечения четырехжильных кабелей с алюминиевыми жилами в непроводящей оболочке при $x_c = 0,1 \text{ Ом}$, $R_n = 15 \text{ мОм}$, соединении обмоток трансформатора Y/Y и мощности 1600 (а); 1000 (б); 630 (в) и 400 (г) кВ·А.

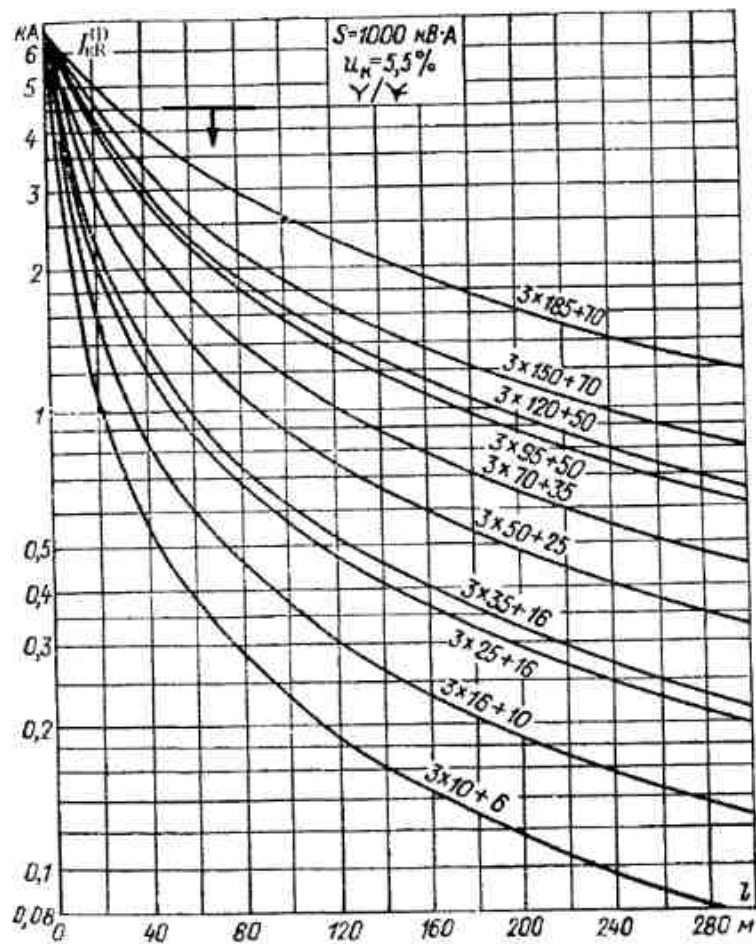


Рис. III-5, б

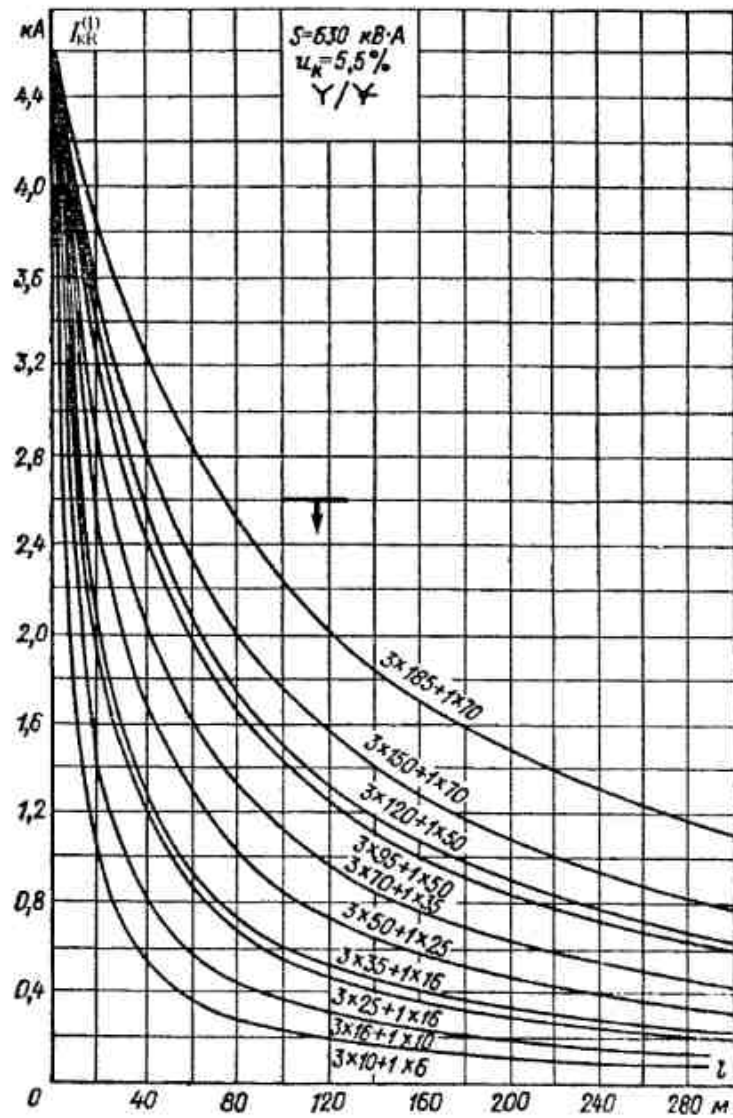


Рис. III-5, e

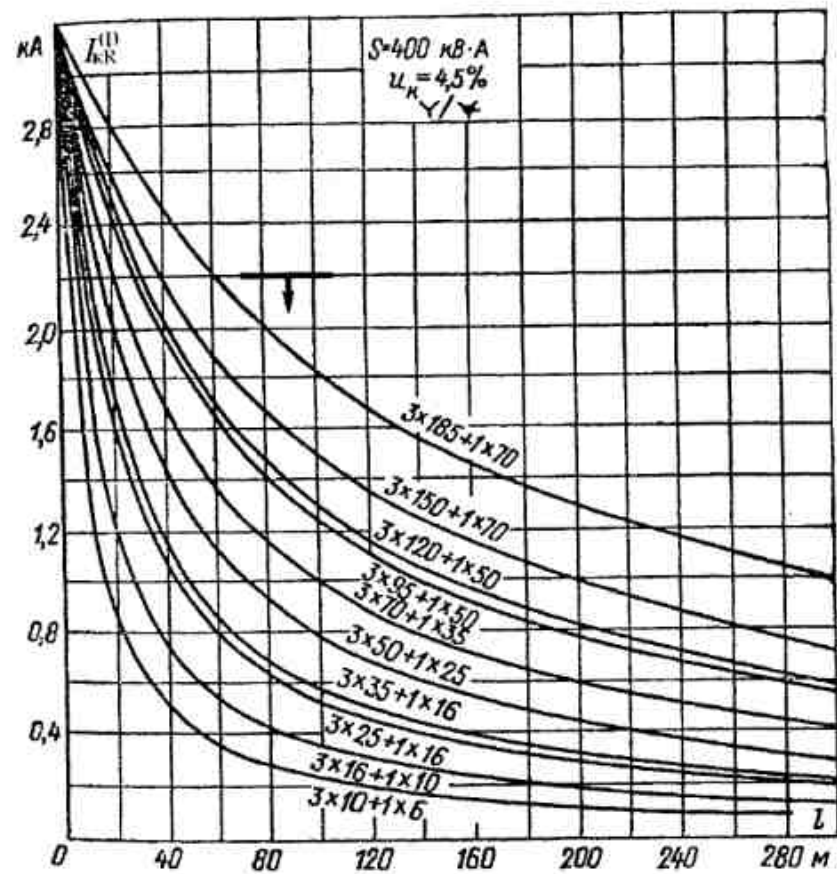


Рис. III-5, z

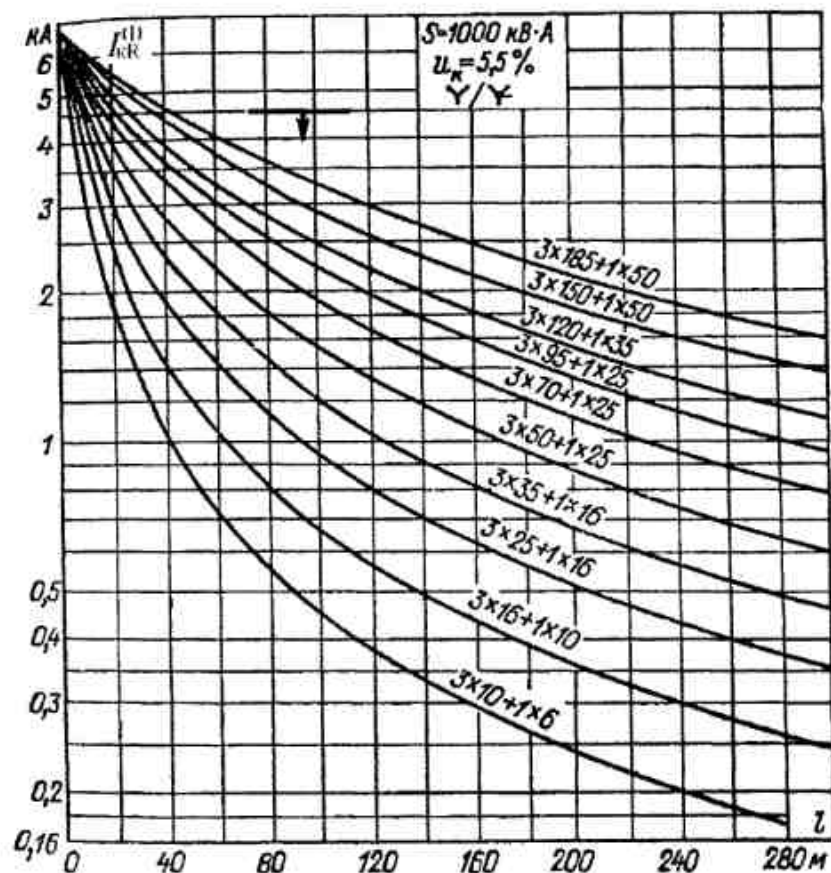
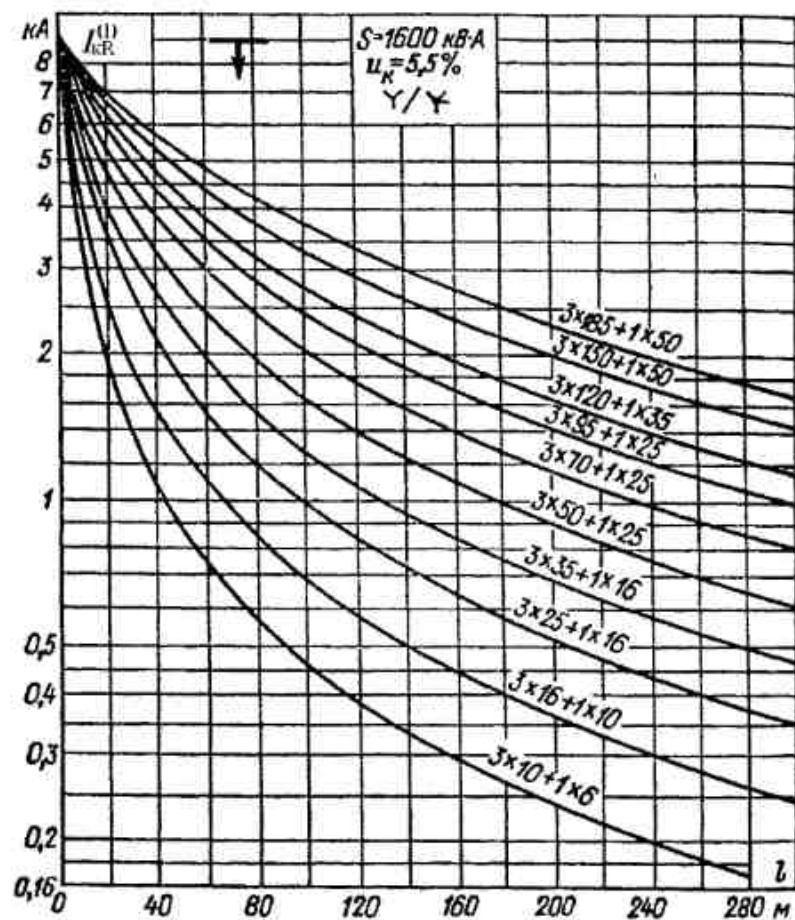


Рис. П1-6. б

Рис. П1-6. Токи однофазных КЗ в зависимости от длины и сечения четырехжильных кабелей с алюминиевыми жилами в алюминиевой оболочке при $x_c = 0, I_{x1}, R_H = 15$ мОм, соединении обмоток трансформатора Y/Y и мощности 1600 (а); 1000 (б); 630 (в); 400 (г) кВ·А

a)

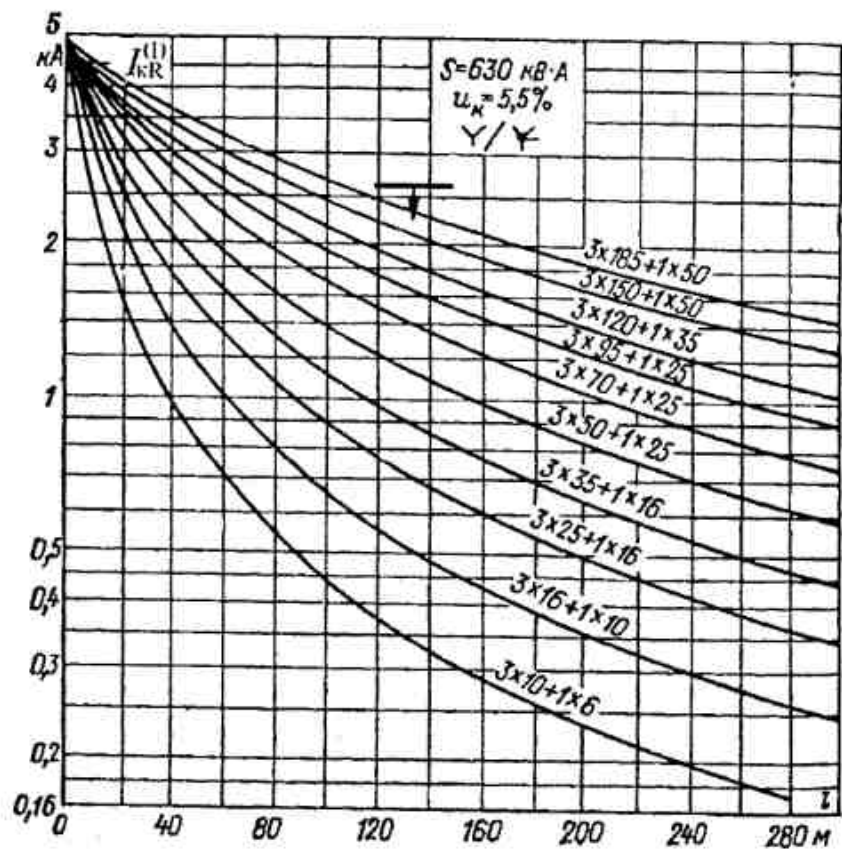


Рис. III-6, а

b)

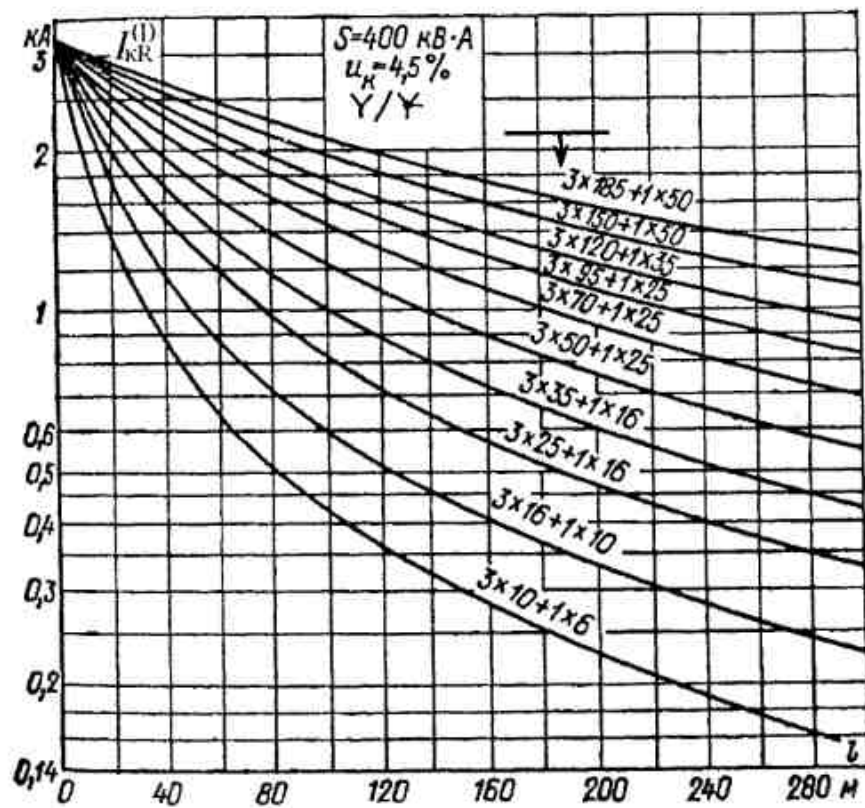


Рис. III-6, б

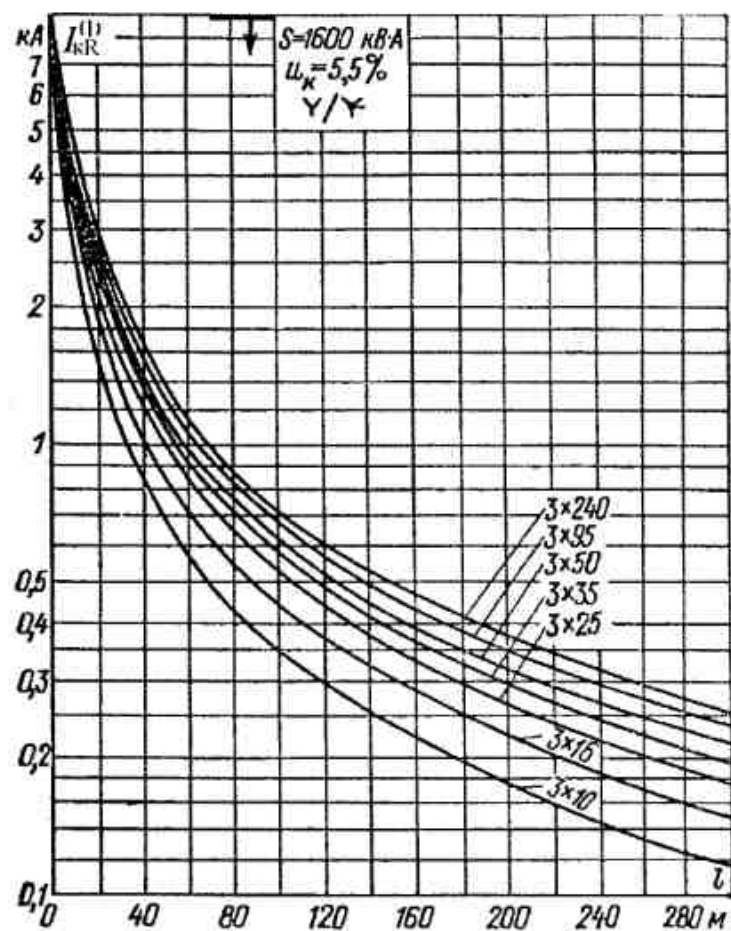


Рис. П1-7. Токи однофазных КЗ в зависимости от длины и сечения трехжильных кабелей с алюминиевыми жилами в непроводящей оболочке с учетом стальной полосы 40×4 мм, проложенной на расстоянии 80 см от кабеля, $x_c = 0,1$, $R_n = 15$ мОм, соединении обмоток трансформатора Y/Y и мощности 1600 (а); 1000 (б); 630 (в); 400 (г) кВ·А.

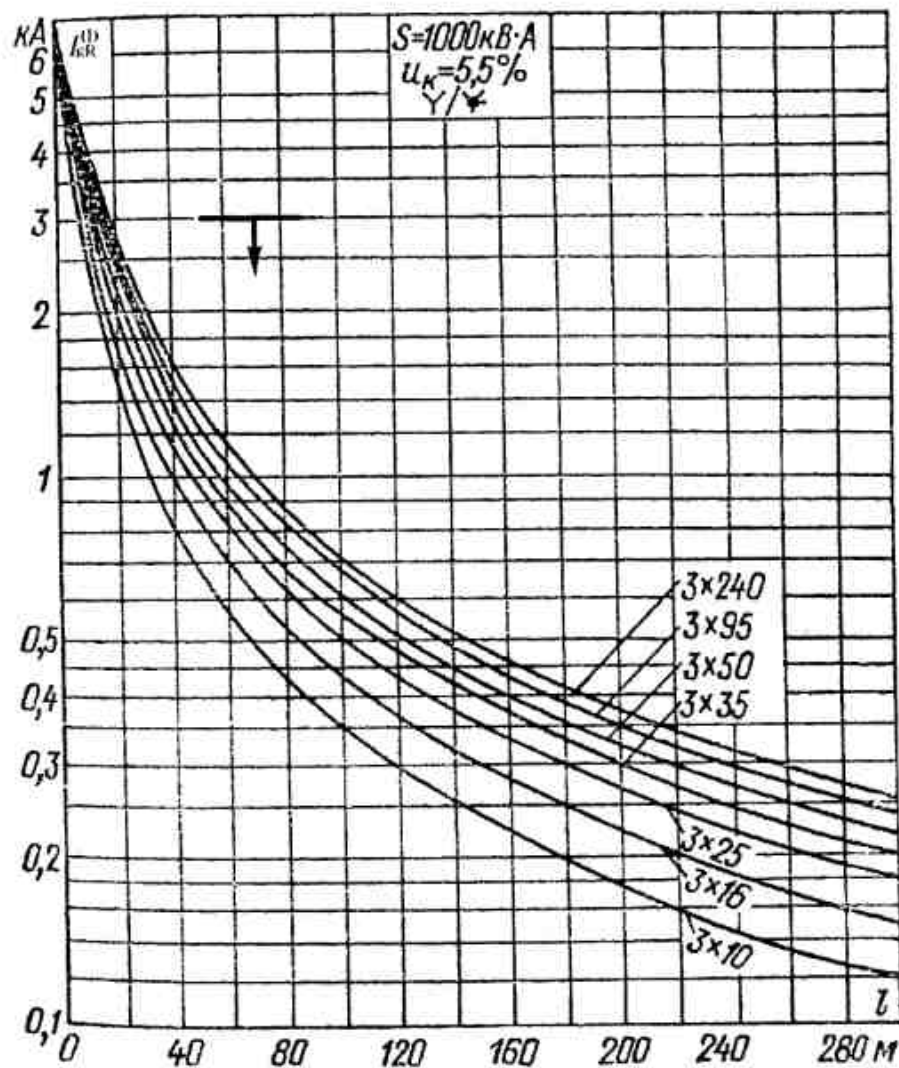


Рис. П1-7, б

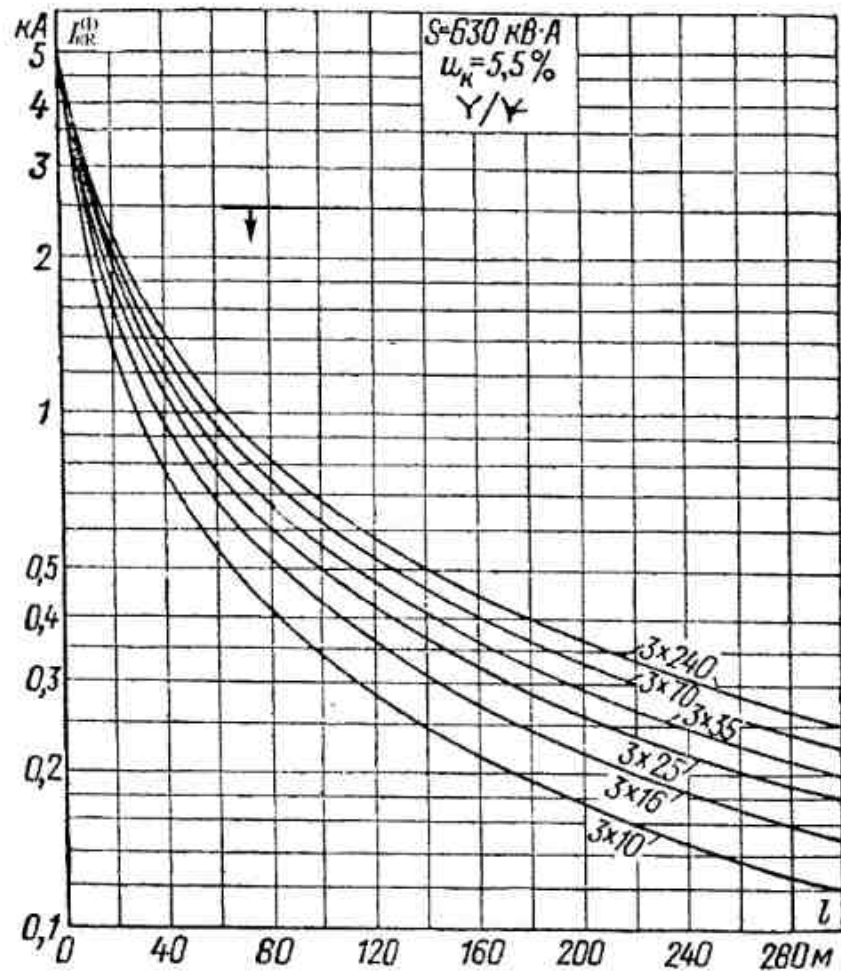


Рис. III-7, e

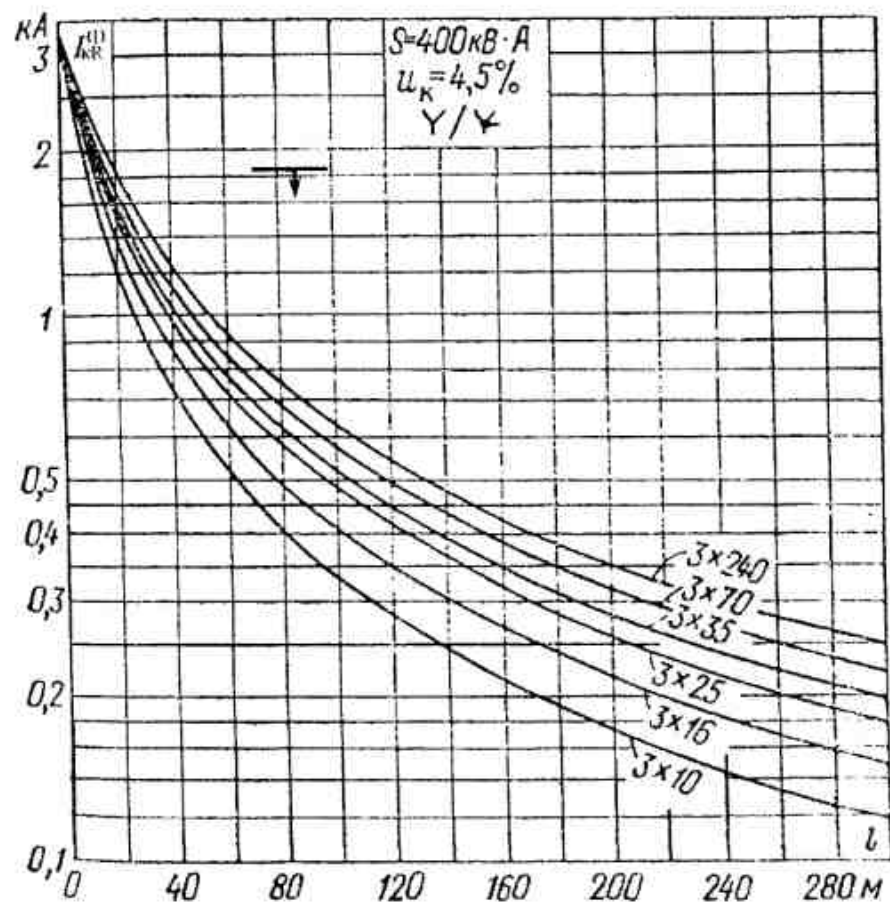


Рис. III-7, z

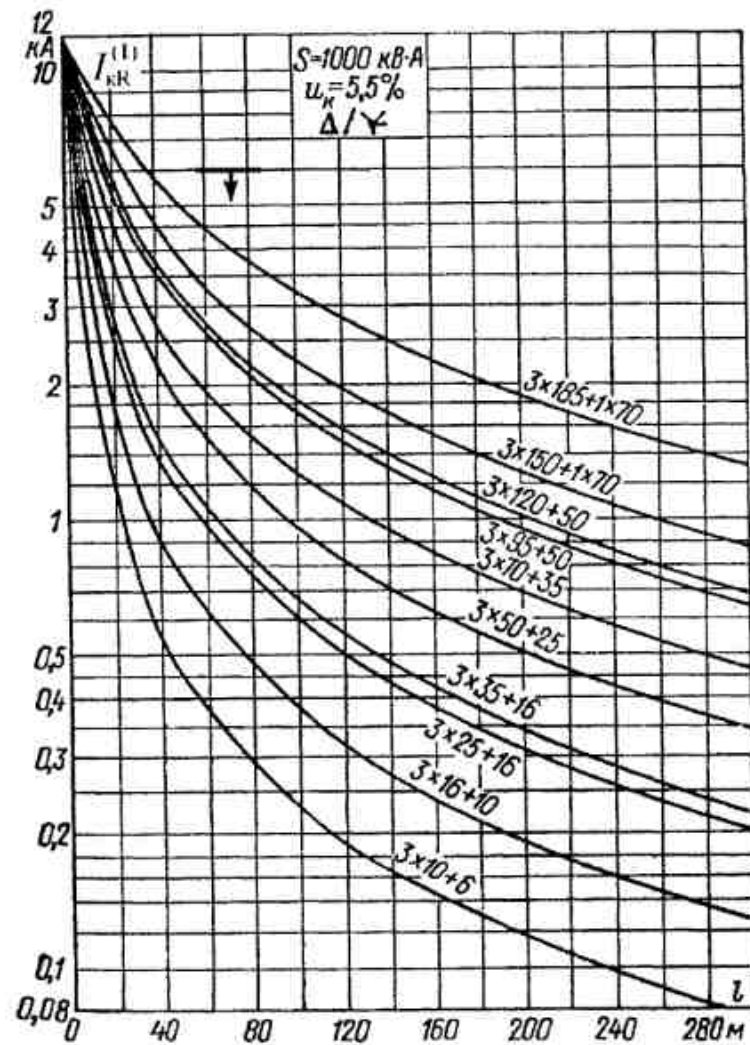
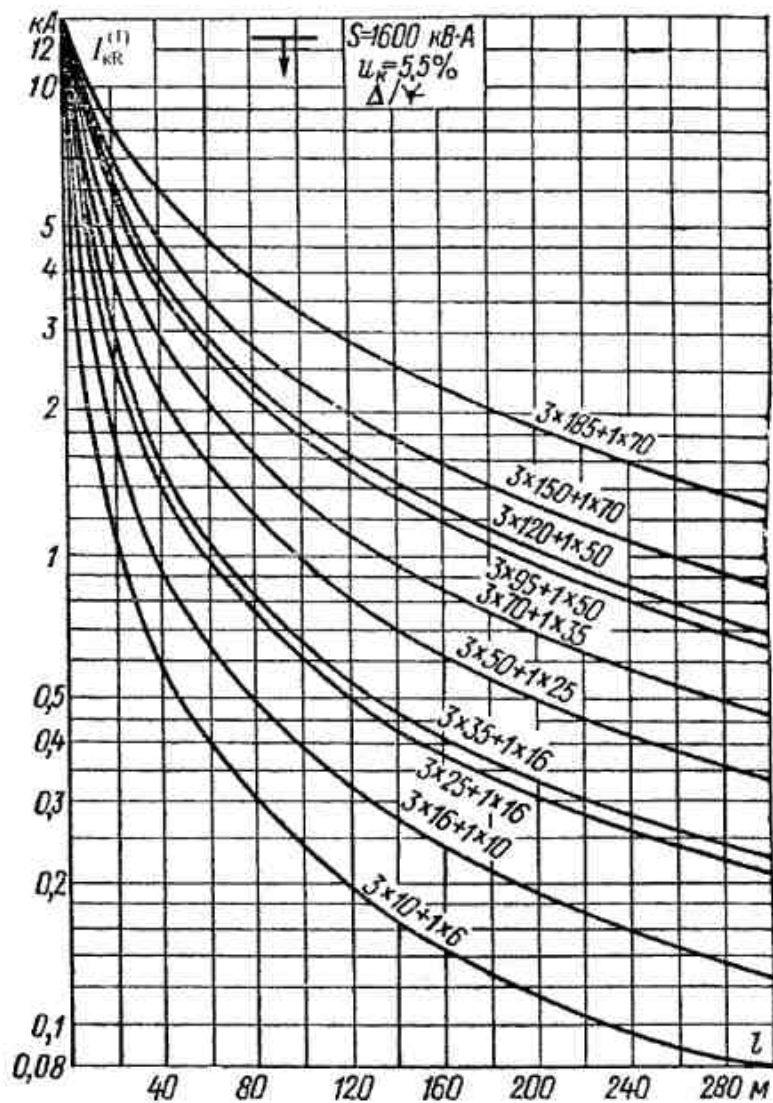


Рис. ПИ-8, б

Рис. ПИ-8. Токи однофазных КЗ в зависимости от длины и сечения четырехжильных кабелей с алюминиевыми жилами в непроводящей оболочке при $x_c = 0,1x$, $R_n = 15 \text{ мОм}$, соединении обмоток трансформатора Δ/Υ и мощности 1600 (а); 1000 (б); 630 (в); 400 (г) кВ·А

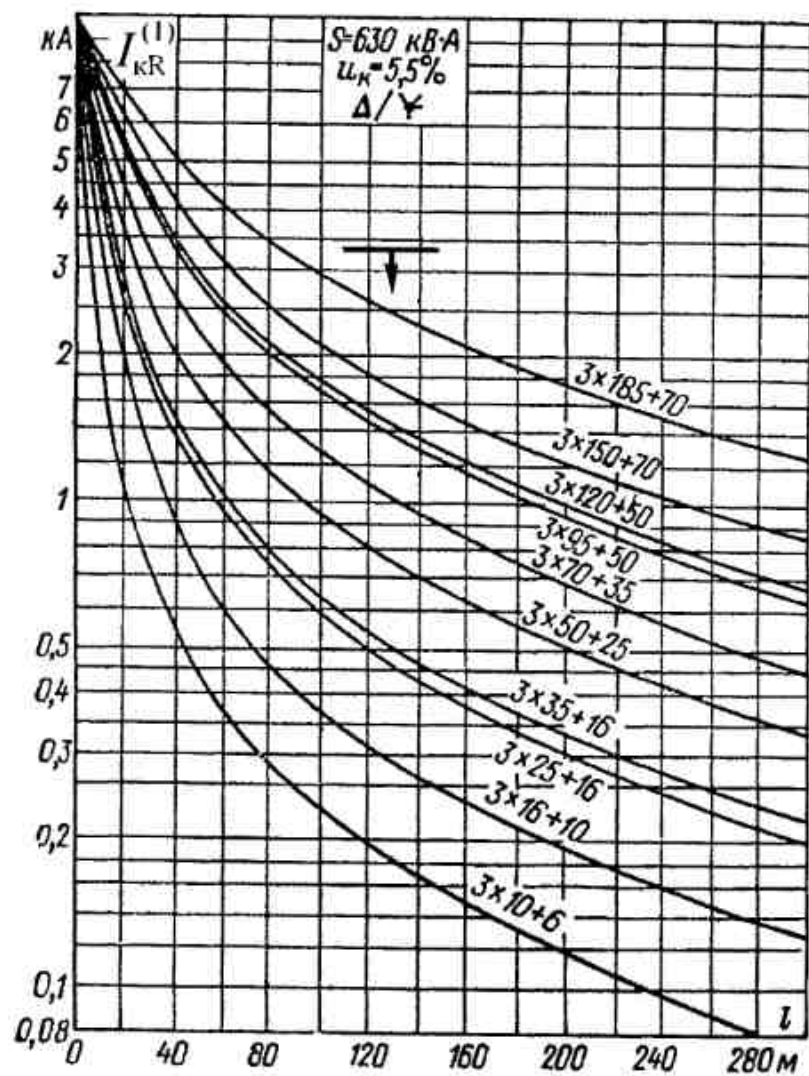


Рис. III-8, а

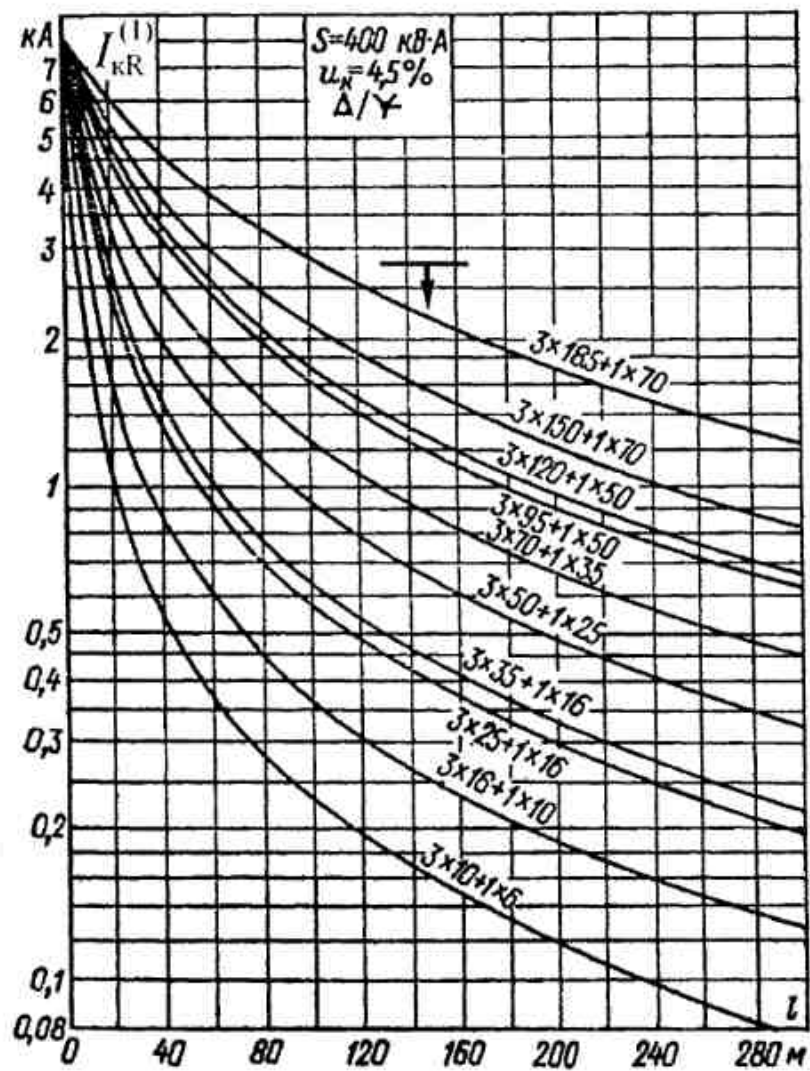


Рис. III-8, з

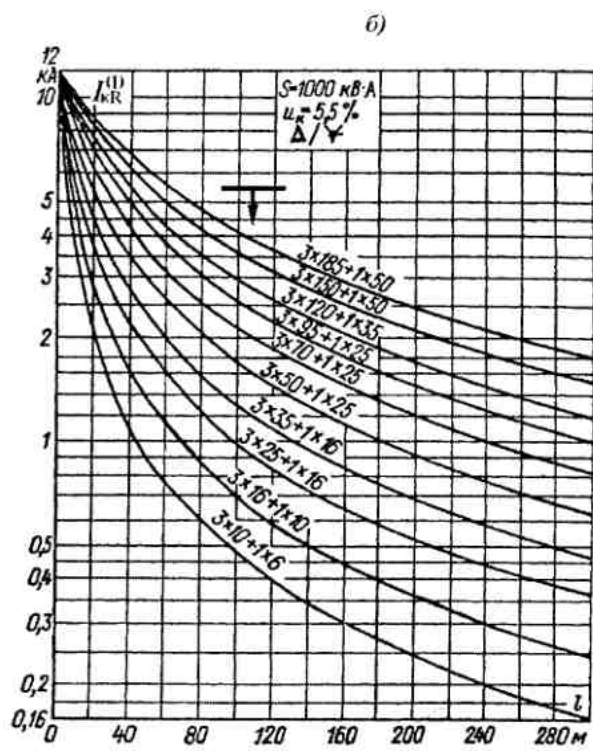
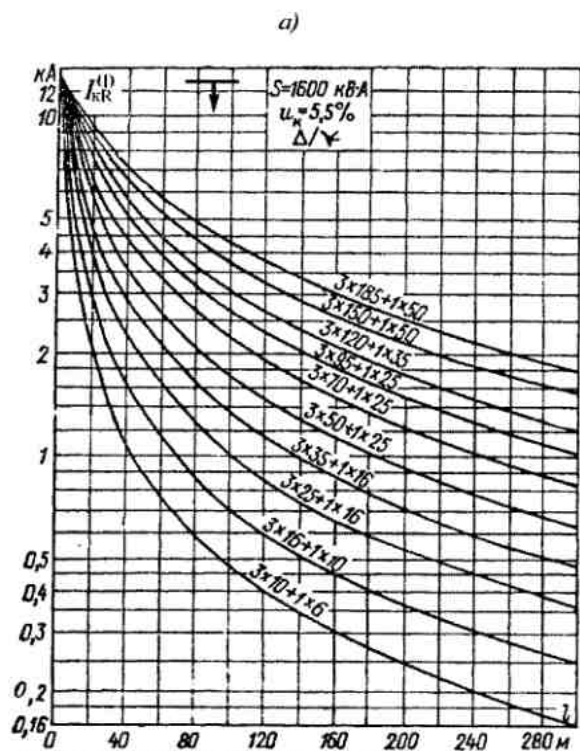


Рис. П1-9. Токи однофазных КЗ в зависимости от длины и сечения четырехжильных кабелей с алюминиевыми жилами в алюминиевой оболочке при $x_c = 0, I_{xT}, R_n = 15 \text{ мОм}$, соединении обмоток трансформатора Δ/Y и мощности 1600 (а), 1000 (б), 630 (в), 400 (г) кВ·А

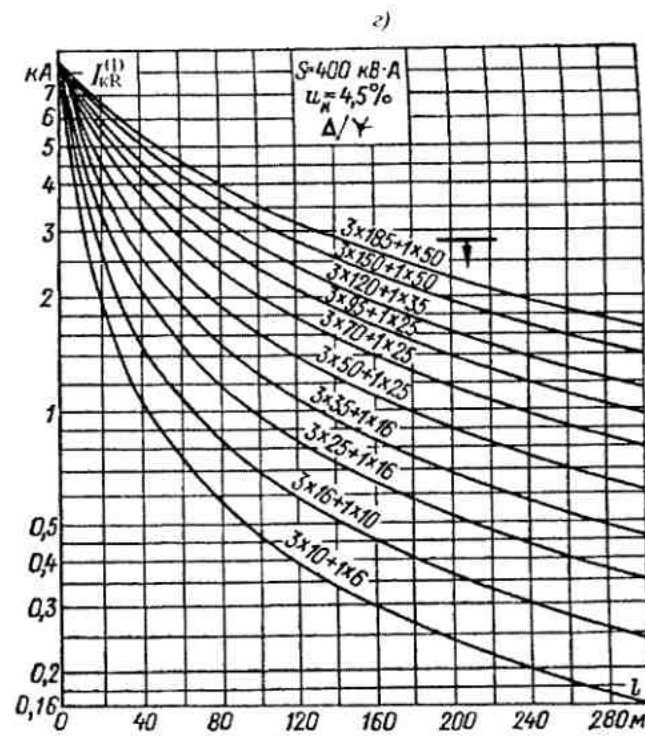
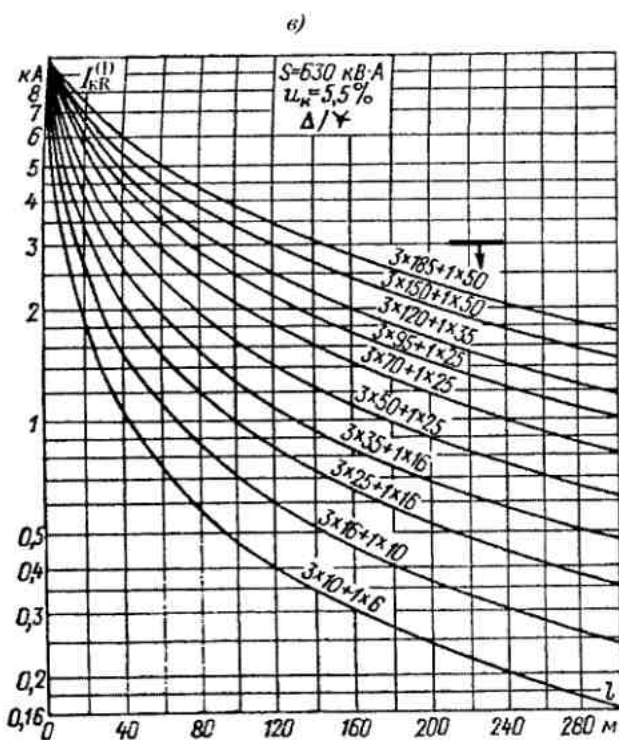


Рис. П11-9, в, г

а)

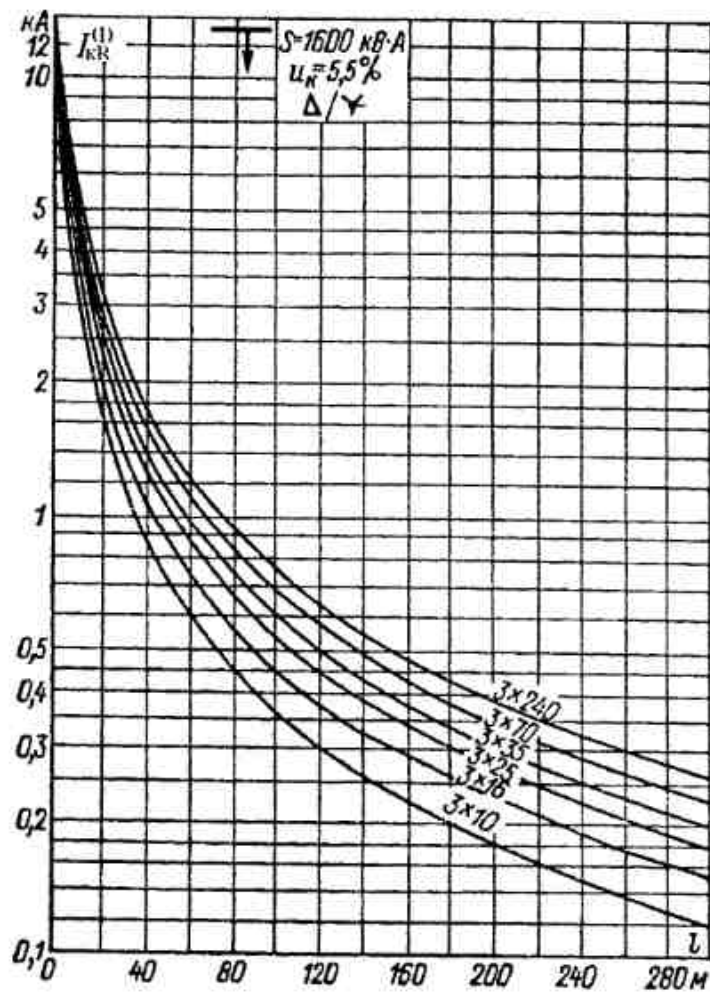


Рис. П1-10. Токи однофазных КЗ в зависимости от длины и сечения трехжильных кабелей с алюминиевыми жилами в непроводящей оболочке с учетом стальной полосы 40×4 мм, проложенной на расстоянии 80 см от кабеля, при $x_c = 0,1x$, $R_{II} = 15$ мОм, соединении обмоток трансформатора Δ/Y и мощности 1600 (а); 1000 (б); 630 (в); 400 (г) кВ·А

б)

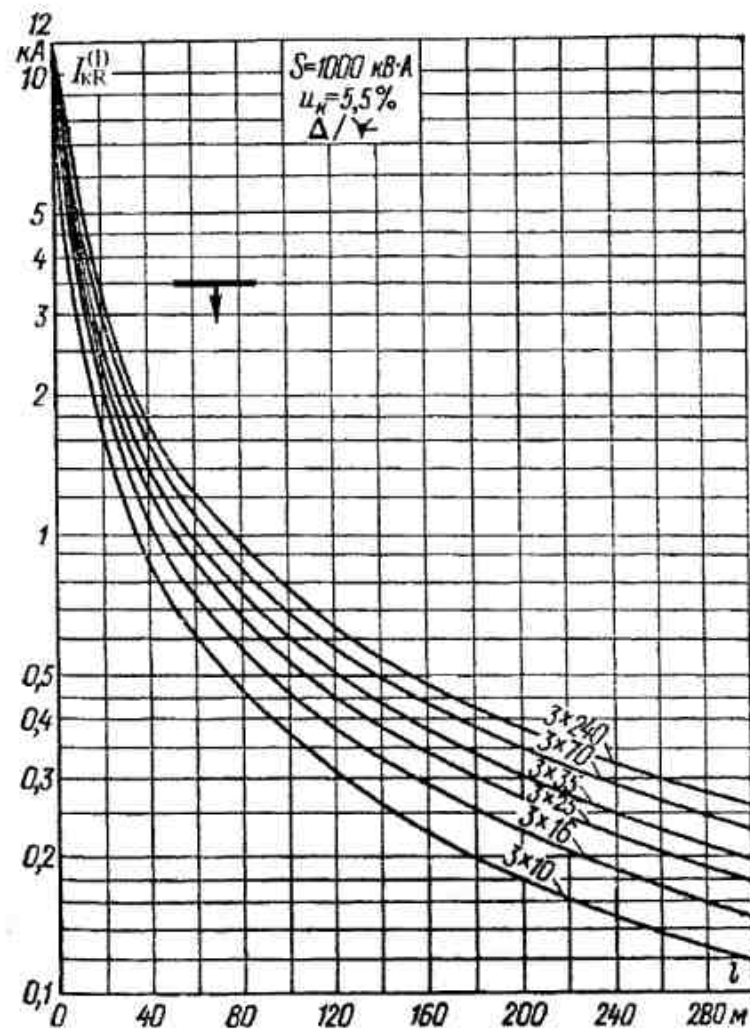


Рис. П1-10, б

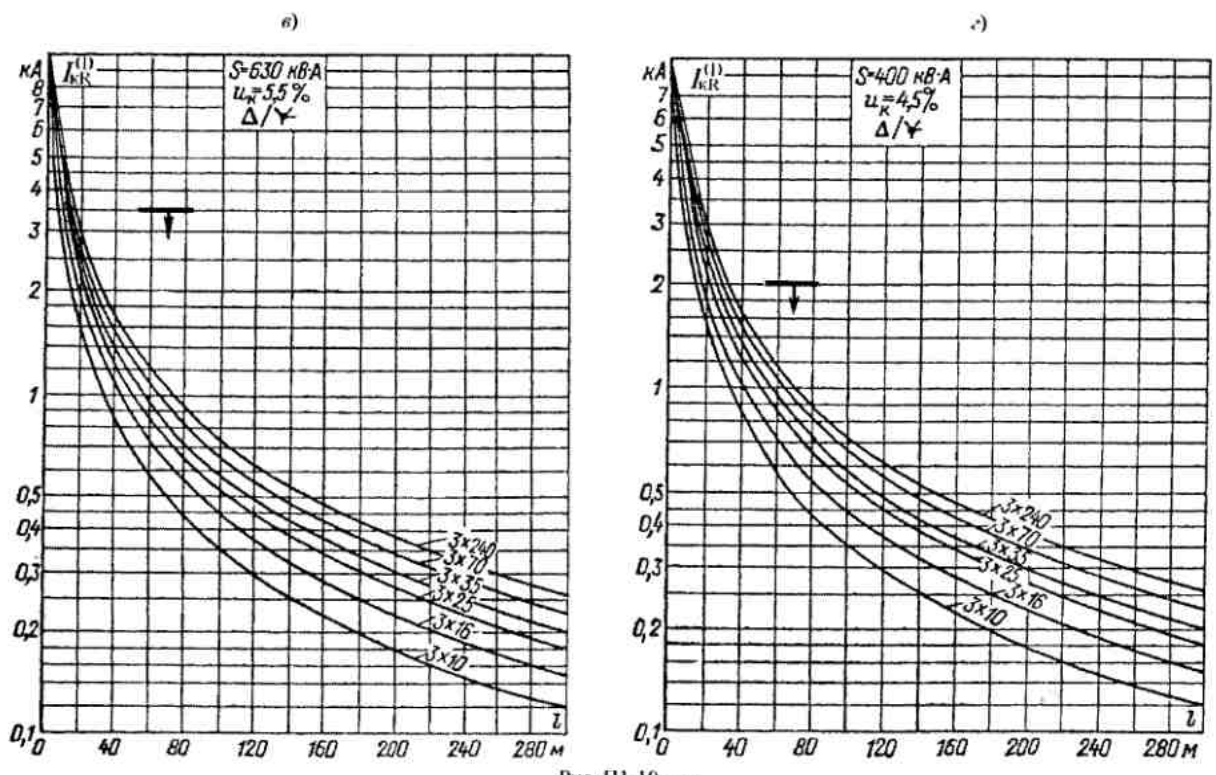


Рис. П1-10, а, б

ПРИЛОЖЕНИЕ 2
 Расчетные кривые изменения токов КЗ
 для генераторов малой мощности

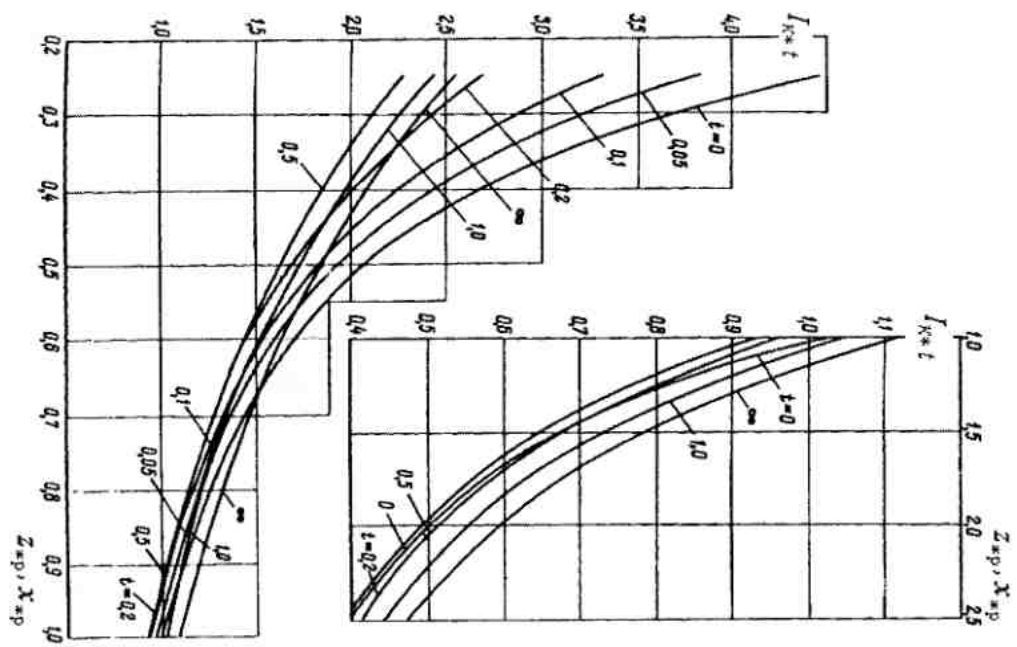


Рис. П2-1. Генераторы с АРВ (архив t в секундах) [35]

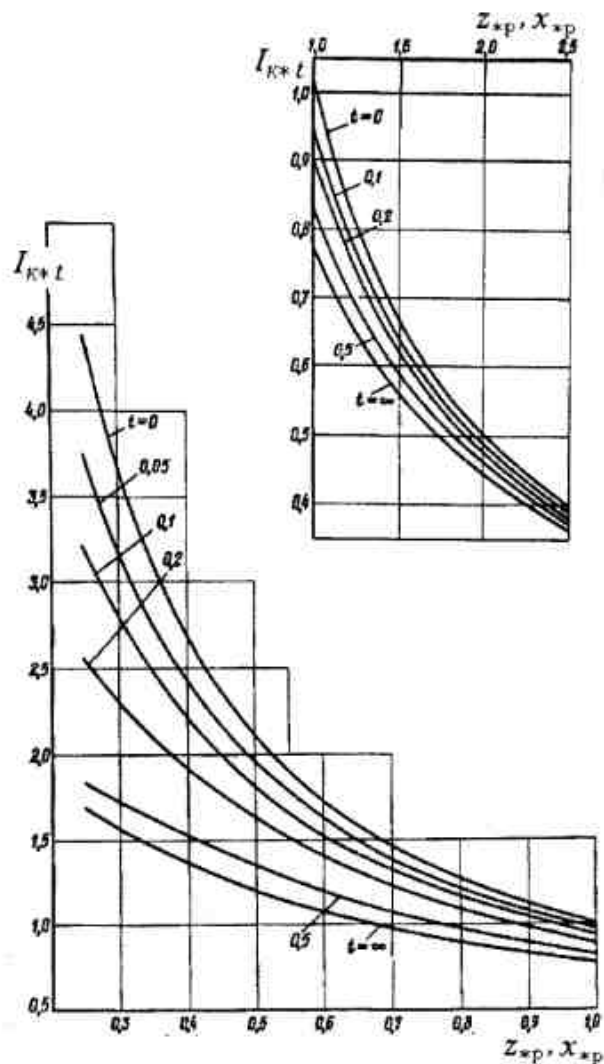


Рис. П2-2. Генераторы без АРВ (время t в секундах) [35]

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Правила устройства электроустановок. – 6-е изд., перераб и доп. – М.: Главгосэнергонадзор России, 1998. – 648 с.
2. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., раздел 1, раздел 7 – СПб.: ДЕАН, 2002. – 175 с.
3. Беляев А.В., Жарков Б.А. Схемы подключения и автоматика аварийных дизель-генераторов для питания особых групп потребителей // Промышленная энергетика. 1981, № 6. С. 21–25.
4. Исследование токов короткого замыкания в промышленных сетях 0,4 кВ с целью установления величин для выбора аппаратов, расчета токопроводов и релейной защиты. Технический отчет № 11633. – Л.: ЛенПЭО ВНИИПЭМ, 1976. – 50 с.
5. Разработка нормативных документов для проектных организаций ГЭМА в части уточнения расчетов тока КЗ и уставок релейной защиты в сети 0,4 кВ промпредприятий. Технический отчет № 11939. – Л.: ЛенПЭО ВНИИПЭМ, 1979. – 20 с.
6. Беляев А.В., Шабад М.А. Учет переходных сопротивлений при выборе защит и аппаратуры в сетях 0,4 кВ // Электрические станции. 1981. № 3. С. 50–55.
7. Беляев А.В., Шабад М.А. Ответ авторов на отклик на статью «Учет переходных сопротивлений при выборе защит и аппаратуры в сетях 0,4 кВ» // Электрические станции. 1983. № 6. С. 69–70.
8. Беляев А.В. Совершенствование методики выбора аппаратуры и защит и в сетях 380 В // Энергетик, 1986, № 3, с. 28–31.
9. Беляев А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ. – Л.: Энергоатомиздат, 1988. – 178 с.
10. Борн О.Б., Шестиперов Ю.И. О токах короткого замыкания в мощных сетях с напряжением до 1000 В // Электричество. 1979. №2. С. 13–17.
11. Шиша М.А. Учет влияния электрической дуги на ток КЗ в сетях напряжением до 1 кВ переменного и постоянного тока // Электрические станции, 1996, № 11.
12. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы. – М.: Энергия, 1970. – 519 с.
13. Справочник по релейной защите / Под ред. М.А. Берковича – М.; Л.: Госэнергоиздат, 1963 – 512 с.
14. Голубев М.Л. Расчет токов короткого замыкания в электросетях 0,4–35 кВ. – 2-е изд. – М.: Энергия, 1980. – 86 с.
15. Lawrence E. Fisher. Resistance of low-voltage AC arcs. IEEE Transactions on industry and general applications. – IGA – 6 – 1970/ P.607–616.

16. Wagner C., Fountain L. Low-voltage arcing-fault currents// *Electrical Engineering*. 1948. № 8. P. 769-771.
17. Кузнецов Р.С. Аппараты распределения электрической энергии на напряжение до 1000 В. – М.: Энергия, 1970. – 543 с.
18. Инструкция по проектированию силового и осветительного электрооборудования промышленных предприятий СН 357-77. – М.: Госстрой СССР, 1977. – 35 с.
19. О защитах от междуфазных КЗ на трансформаторах собственных нужд 6/0,4 кВ ТЭС и АЭС. Директивное указание № 2768-Э. – М.: Атомтеплоэлектропроект, 1985.
20. Сборник директивных материалов по эксплуатации энергосистем. Электротехническая часть. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоиздат, 1981.
21. Вагин Г.Я., Чечков В.А. Расчет токов короткого замыкания в распределительных сетях до 1000 В// *Промышленная энергетика*. 1985. № 12. С. 25-28.
22. Методика «Расчет токов КЗ с учетом сопротивления дуги». Технический отчет. – Харьков: ХИИКС, 1984. – 42 с.
23. Bennett W.F. Tasks fresh look of arcing faults. *Power*. – 1969. – Vol. 113. № 2. P. 59-63.
24. Krieger K.O. Die voraussetzung zur koordination der kurzschlussfestigkeit// *Electric*. 1972. № 10. P. 237-242.
25. Глазунов А.А., Хайн М. О вероятностных и статистических характеристиках токов коротких замыканий в системах электроснабжения// *Электричество*. 1980. № 1. С. 5-11.
26. Whitt R.O. Trends and practices in grounding and ground fault protection using static devices. *AEEE Annu. Text. Ind. Techn. Conf. Atlanta, Ga.* 1972. New York N. Y. 1972. 7/1-7/12.
27. ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – М.: Издательство межгосударственных стандартов, 1994.
28. Найфельд М.Р. Заземление, защитные меры электробезопасности. – М.: Энергия, 1971. – 311 с.
29. Слеваков П.И. Проверка на автоматическое отключение линий в сетях до 1000 В. – М.: Энергия, 1971. – 88 с.
30. Справочник по проектированию электроснабжения/ Под ред. В.И. Круповича, Ю.Г. Барибина, М.Л. Самовера. – 3-е изд. – М.: Энергия, 1980. – 456 с.
31. Электротехнический справочник/ Под общей ред. проф. Моск. энерг. ин-та В.Г. Герасимова, П.Г. Грудинского, Л.А. Жукова и др. – 6-е изд., испр. и доп. – М.: Энергоиздат, 1982. – Т. 3. Кн. 1.

32. Баптиданов Л.Н., Козис В.Л., Неклепаев Б.Н. и др. Электрические сети и станции/ Под ред. Л.Н. Баптиданова. – М.: Госэнергоиздат, 1963. – 464 с.
33. Инструктивные материалы Госэнергонадзора. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 400 с.
34. Шабад М.А. Защита генераторов малой и средней мощности. – М.: Энергия, 1973. – 93 с.
35. Гессен В.Ю. Аварийные режимы и защита от них в сельскохозяйственных электросетях. – М.; Л.: Сельхозгиз, 1961. – 496 с.
36. Важнов А.И. Переходные процессы в машинах переменного тока. Л.: Энергия, 1980. – 256 с.
37. Циркуляр № Ц-02-98(Э) «О проверке кабелей на возгорание при воздействии тока короткого замыкания». – М.: РАО «ЕЭС России», 1998.
38. Мокеев С.Ф., Вицинский С.А., Мокеев А.С. О проверке кабелей на термическую стойкость// *Электрические станции*. 2003. № 9. С. 49-52.
39. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. – 3-е изд. – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 296 с.
40. Татарнищев А.Г. О выборе уставок защиты от однофазных коротких замыканий в сетях 0,4 кВ// *Электрические станции*. 1984. № 9. С. 58-59.
41. Эксплуатационный циркуляр № Э-7/64 «О дальнейшем внедрении автоматов в цепях электродвигателей 0,4 кВ собственных нужд тепловых электростанций». Техническое управление по эксплуатации энергосистем Государственного комитета по энергетике и электрификации СССР. – М.: 1964.
42. Голубев М.Л. Расчет уставок релейной защиты и предохранителей в сетях 0,4-35 кВ. – М.: Энергия, 1969. – 134 с.
43. Барзам А.Б. Системная автоматика. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
44. Голоднов Ю.М., Хоренян А.Х. Самозапуск электродвигателей. – М.: Энергия, 1974.
45. Грудинский П.Г., Мандрыкин С.А., Улицкий М.С. Техническая эксплуатация основного электрооборудования станций и подстанций. – М.: Энергия, 1974.
46. Вайнер С.Г. Устройство задержки отпадания якоря магнитного пускателя// *Промышленная энергетика*. 1969. № 5.
47. Байтер И.И. Защита и АВР электродвигателей собственных нужд. – 2-е изд. – М.: Энергия, 1980. – 103 с.
48. Зильберман В.А. Релейная защита сети собственных нужд атомных электростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1992.

49. Беляев А.В., Эдлин М.А. Дальнее резервирование отказов защит и выключателей в сетях 0,4 кВ// Электрические станции. 2002. № 12. С. 51–55.
50. Belyaev A.V. and Edlin M.A. Long-range backup of protection and breaker failures in 0.4-kV grids// Power Technology and Engineering. Vol. 36. 2002. No. 6. P. 373–377.
51. Сыромятников И.А. Режимы работы асинхронных и синхронных двигателей. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
52. Шабад М.А. Защита трансформаторов распределительных сетей. – Л.: Энергоиздат, Ленингр. отд-ние, 1981. – 136 с.
53. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. – 4-е изд., перераб. и доп. – СПб.: ПЭИПК, 2003. – 350 с.
54. Гельфанд Я.С., Голубев М.Л., Царев М.И. Релейная защита и электроавтоматика на переменном оперативном токе. – М.: Энергия, 1973. – 279 с.
55. И.И. Байтер, Н.А. Богданова. Релейная защита и автоматика питающих элементов собственных нужд тепловых электростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 113 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	3
1. Схемы сетей 0,4 кВ и их особенности.....	6
2. Расчеты токов короткого замыкания в сетях 0,4 кВ.....	11
2.1. Цель и особенности расчетов.....	11
2.2. Учет токоограничивающего действия электрической дуги.....	13
2.3. Сопротивления элементов схемы замещения.....	28
2.4. Расчет токов междуфазного КЗ при питании от энергосистемы.....	33
2.5. Расчет токов однофазного КЗ при питании от энергосистемы.....	38
2.6. Определение токов КЗ по расчетным кривым.....	46
2.7. Расчет токов КЗ при питании от генераторов собственных электростанций.....	47
3. Требования к выбору аппаратуры, защит и кабелей.....	59
4. Выбор сечений и длин кабелей.....	61
5. Выбор автоматических выключателей.....	69
6. Выбор уставок автоматических выключателей электродвигателей.....	106
7. Выбор уставок автоматических выключателей питания сборок и щитов.....	114
8. Особенности расчета и выполнения защиты на вводных выключателях КТП.....	122
9. Выносная релейная защита электродвигателей, щитов и сборок.....	130
10. Выбор плавких предохранителей.....	138
11. Выбор уставок защиты генераторов 0,4 кВ.....	145
12. Самозапуск электродвигателей 0,4 кВ.....	154
13. Аварийное электроснабжение на напряжении 0,4 кВ.....	168
14. Дальнее резервирование отказов защит и выключателей в сетях 0,4 кВ.....	177
15. Блокировка максимальной токовой защиты трансформаторов 6(10)/0,4 кВ и аварийных дизель-генераторов при самозапуске электродвигателей.....	184
16. Расчет уставок блока БМРЗ-0,4.....	188
17. Некоторые особенности защиты трансформаторов 6(10)/0,4 кВ.....	201
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. Расчетные кривые для нахождения токов КЗ в сети 0,4 кВ.....	213
ПРИЛОЖЕНИЕ 2. Расчетные кривые изменения токов КЗ для генераторов малой мощности.....	247
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	249

Об авторе



Анатолий Владимирович Беляев – доцент кафедры «Релейная защита и автоматика электрических станций, сетей и энергосистем» Петербургского энергетического института повышения квалификации Минпромэнерго РФ (ПЭИПК), кандидат технических наук. Работает в ДООО «Оргэнергогаз» (г. Санкт-Петербург) в должности начальника отдела РЗА и АСУ-Э. Автор более 50 печатных изданий по вопросам РЗА и АСУ-Э, в том числе книг «Вторичная коммутация в распре-

делительных устройствах, оснащенных цифровыми РЗА», «Противоаварийная автоматика в узлах нагрузки с мощными синхронными электродвигателями», «Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ».

Учебное издание

Беляев Анатолий Владимирович

Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ

Учебное пособие

Редактор Е.Б. Никанорова

Объем 9 печ. л., Тираж 500 экз.

Заказ №

ПЭИПК, 196135, Санкт-Петербург, ул. Авиационная, 23

Отпечатано в типографии издательства «Сударыня»
196128, Санкт-Петербург, Московский пр., 149 В, офис 412
Тел.: (812) 388-93-41