

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

А.Г. Ротачева, А.Н. Козлов

ПРОЕКТИРОВАНИЕ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

по направлению 140400.62 «Электроэнергетика и электротехника»,
профиль: «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических
систем»

Благовещенск
Издательство АмГУ
2013

**ББК 31.27-05я73
П.73**

***Печатается по решению
редакционно-
издательского совета
энергетического
факультета
Амурского
государственного
университета***

Разработаны в рамках реализации гранта «Подготовка высококвалифицированных кадров в сфере электроэнергетики и горно-металлургической отрасли для предприятий Амурской области» по заказу предприятия-партнера ООО «Дальневосточная распределительная сетевая компания»

Рецензенты:

Андрей Анатольевич Гаврилов, зам. начальника департамента-начальник отдела социальной политики ОАО «ДРСК»

Денис Алексеевич Теличенко, канд., техн., наук кафедры АППиЭ

Ротачева А.Г., А.Н. Козлов

П.73 Проектирование устройств релейной защиты. Учебное пособие / сост.: Ротачева А.Г., А.Н. Козлов - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2013.

Учебное пособие предназначено для подготовки бакалавров по направлению 140400.62 «Электроэнергетика и электротехника», профиль: «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем», а также для курсового и дипломного проектирования.

В пособии приведены краткие теоретические сведения по основным вопросам проектирования релейной защиты.

В авторской редакции.

***ББК 31.27-05я73
П.73***

© Амурский государственный университет, 2013

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1. ПРОЕКТИРОВАНИЕ РЕЛЕНОЙ ЗАЩИТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ	7
1.1 Структура устройств релейной защиты	7
1.2 Классификация защит электрических сетей	8
1.3 Требования, учитываемые при проектировании защит	10
2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	13
2.1 Номенклатура устройств релейной защиты	13
2.2 Исходные данные сети	19
2.3 Основные режимы сети	20
3. МАКСИМАЛЬНЫЕ ТОКОВЫЕ ЗАЩИТЫ ОТ МЕЖДУФАЗНЫХ ПОВРЕЖДЕНИЙ	22
3.1 Общие замечания	22
3.2 Максимальные токовые защиты линий с односторонним питанием	22
3.3 Ненаправленные токовые отсечки для линий с двухсторонним питанием	25
4. ДИСТАНЦИОННЫЕ ЗАЩИТЫ ОТ МЕЖДУФАЗНЫХ ПОВРЕЖДЕНИЙ	27
4.1 Общие замечания	27
4.2 Расчет уставок срабатывания	29
4.3 Выбор уставок и проверка реле сопротивления по току точной работы	34
4.4 Расчет уставок блокировки при качаниях	36
5. МАКСИМАЛЬНЫЕ ТОКОВЫЕ ЗАЩИТЫ ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ	41
5.1 Общие замечания	41

5.2 Расчет уставок срабатывания	41
5.3 Особенности выбора уставок защиты на параллельных линиях	46
5.4 Отстройка от броска намагничивающего тока	47
6. ПРОЕКТИРОВАНИЕ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ	50
6.1 Особенности построения и классификация защит	50
6.2 Классификация защит основного оборудования	51
6.3 Исходные данные для проектирования	52
6.4 Состав применяемых защит	54
7. ЗАЩИТА ГЕНЕРАТОРОВ	59
7.1 Продольная дифференциальная токовая защита от междуфазных повреждений в обмотке статора	59
7.2 Поперечная дифференциальная токовая защита	62
7.3 Защита от замыканий на землю в обмотке статора	63
7.4 Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению	66
7.5 Максимальная токовая защита обратной последовательности с приставкой для действия при симметричных кз	68
8. ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА	70
9. ДУГОВЫЕ ЗАЩИТЫ ОВОД-МД И ОВОД-Л	80
10. ИСТОЧНИКИ ОПЕРАТИВНОГО ТОКА	87
10.1 Аккумуляторная батарея	87
10.2 Шкаф управления оперативным током (шуот)	92
10.3 Шкафы постоянного оперативного тока шот-01 производства ЭМВ	93
11. БЛОКИ ПИТАНИЯ	100
12. КОНДЕНСАТОРНЫЕ БАТАРЕИ	103
13. РЕЛЕ ПРЯМОГО ДЕЙСТВИЯ	104
14. ЗАЩИТЫ С АВТОНОМНЫМ ПИТАНИЕМ	105

15. ВЫБОР ПРИНЦИПОВ ВЫПОЛНЕНИЯ ОПЕРАТИВНОГО ТОКА НА ПОДСТАНЦИЯХ	106
16. ШКАФЫ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ	107
17. СХЕМЫ ВТОРИЧНЫХ СОЕДИНЕНИЙ	110
18. УСЛОВНЫЕ ПОЗИЦИОННЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ВТОРИЧНЫХ ЦЕПЕЙ	113
19. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К СХЕМАМ ВТОРИЧНЫХ СОЕДИНЕНИЙ	119
20. ЗАЩИТА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ	120
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	126

ВВЕДЕНИЕ

Дисциплина «Проектирование устройств релейной защиты» относится к блоку СД, является специальной дисциплиной.

Курс «Проектирование устройств релейной защиты» является одной из важнейшей дисциплины по специальности. Дисциплина «Проектирование устройств релейной защиты» занимает важное место в учебном процессе, где студент получает расширенные знания о методах и технических средствах релейной защиты и автоматизации электроэнергетических систем; ознакомление с нормативной документацией и типовыми проектами РЗА; приобретение первичных навыков проектирования систем РЗА электроэнергетической системы с применением современных технических средств и технологий; формирование умения принимать, обосновывать и публично защищать принимаемые в процессе проектирования технические решения.

В процессе освоения данной дисциплины студент формирует и демонстрирует следующие **общекультурные компетенции (ОК)** и **общепрофессиональные компетенции (ПК)**:

способностью к обобщению, анализу, восприятию информации, постановке цели и выбору путей ее достижения (ОК-1);

готовностью работать над проектами электроэнергетических и электротехнических систем и их компонентов (ПК-8);

готовностью обосновывать принятие конкретного технического решения при создании электроэнергетического и электротехнического оборудования (ПК-14);

способностью определить возможные варианты выполнения релейной защиты и автоматики энергообъекта (ПСК-1);

способностью определить параметры срабатывания релейной защиты энергообъекта (ПСК-2);

готовностью оценить защитоспособность проектируемой релейной защиты (ПСК-3).

1. ПРОЕКТИРОВАНИЕ РЕЛЕНОЙ ЗАЩИТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

1.1 Структура устройств релейной защиты

Несмотря на разнообразие в схемах и устройствах релейной защиты по назначению и виду параметра, на который реагирует защита, все они имеют общую структуру и содержат много сходных элементов и узлов. Основными элементами общей структурной схемы (рис. 1.1) являются:



Рис. 1.1. Структурная схема устройства релейной защиты

1) источники постоянного и переменного оперативного тока. К первым относятся аккумуляторные батареи 12—220 В, ко вторым — трансформаторы тока или напряжения, блоки питания, зарядные устройства;

2) датчики информации: трансформаторы тока и напряжения, устройства емкостного отбора напряжения, контакты сигнализации положения коммутационной аппаратуры (выключателей, разъединителей и т.п.);

3) блоки сравнения и логики конструктивно размещаются на панели защиты данного присоединения. К блокам сравнения относятся максимальные и минимальные реле тока или напряжения, реле сопротивления и т.п. Блоки логики содержат реле времени, промежуточные реле, устройства АПВ, АВР;

4) блоки управления и местной сигнализации конструктивно размещаются на панели управления данного присоединения. Это ключи

управления, сигнальные лампы контроля положения выключателей, сигнализаторы положения разъединителей, сигнальные табло и измерительные приборы;

5) блок общей сигнализации содержит устройство мигающего света, реле звуковой сигнализации, звонок, сирену и сигнальные табло.

Как видно из рис. 1.1, непосредственное управление выключателем и контроль за его положением осуществляется с панели управления. При возникновении КЗ на защищаемом объекте увеличивается ток через трансформаторы тока, снижается напряжение на шинах, уменьшается сопротивление сети, появляется несимметрия в трехфазной системе — токи и напряжения обратной и нулевой последовательностей. Различные устройства защиты реагируют на параметры I , U , z , I_2 , I_0 , U_0 и их комбинации, включая производные. С помощью трансформаторов тока и напряжения эта информация передается по кабелям на панель защиты. В блоке сравнения в зависимости от соотношения входного сигнала и заданных уставок срабатывают соответствующие пусковые реле и включаются реле блока логики, который с необходимой выдержкой времени посылает импульс на отключение выключателя (через панель управления). После отключения выключателя на панели управления начинает мигать сигнальная лампа (вследствие несоответствия положений ключа управления и выключателя), а на панели общей сигнализации горит табло «блинкер не поднят», звонит звонок и работает сирена.

1.2 Классификация защит электрических сетей

Релейную защиту принято классифицировать по характеру изменения параметра, на который реагирует защита, по назначению в зависимости от ответственности и порядка работы при КЗ, а также для определенных видов КЗ.

1. По характеру изменения параметра защиты разделяются на максимальные и минимальные. Защиты, реагирующие на величины I , I_2 , I_0 , U_2 , U_0 ,

возрастающие в условиях КЗ, называются максимальными. Защиты, реагирующие на величины U , z , снижающиеся при КЗ, называются минимальными.

Следует отметить, что при использовании терминов *максимальный* и *минимальный* понимается не максимальное (*max*) или минимальное (*min*) значения функции, а наибольшие и наименьшие значения из всей выборки максимальных и минимальных расчетных режимов, которые в индексах будем соответственно обозначать «макс» и «мин».

2. По назначению в зависимости от ответственности и порядка действия при КЗ защиты классифицируют как основные, резервные и дополнительные.

Основной называется защита, обеспечивающая первоочередное отключение повреждений в любой точке защищаемого участка.

Резервной называют защиту, обеспечивающую отключение поврежденного участка при отказе в работе основной защиты или выключателя. Различают резервные защиты ближнего действия, отключающие повреждения в любой точке защищаемого участка при отказе его основной защиты, и резервные защиты дальнего действия, создающие условия для отключения защищаемого участка при КЗ на смежном участке и отказе защиты или выключателя смежного участка. С целью упрощения резервных защит допускается выполнение их реагирующими только на более частые виды КЗ (однофазные и двухфазные).

Дополнительной называется защита, обеспечивающая частичное дублирование основной защиты и действующая в этом случае одновременно с ней. Обычно это простая защита, основанная на другом принципе и отключающая наиболее тяжелые виды КЗ на части защищаемого участка.

3. По назначению для определенных видов КЗ классификация защит

зависит от режима заземления нейтрали сети. Для сети 110 кВ и выше, работающих с эффективно заземленной нейтралью, выделяют защиты

от междуфазных повреждений (максимальные токовые и дистанционные), от замыканий на землю (максимальные токовые нулевой последовательности) и от всех видов повреждений (дифференциальные, дифференциально-фазные и направленные высокочастотные защиты, а также приставки высокочастотной блокировки).

1.3 Требования, учитываемые при проектировании защит

Полный объем требований, предъявляемых к релейной защите, рассмотрен в [1, 2]. При проектировании релейной защиты основными требованиями являются: быстродействие, избирательность (селективность), чувствительность, надежность и наличие устройств сигнализации.

Быстродействующей считается защита, обеспечивающая подачу командного импульса на отключение со временем не более 0,1 с с момента возникновения нарушения. Для линий 35 кВ и выше применение быстродействующего отключения считается обязательным на тех участках, где повреждения вызывают снижение напряжения до 60—65 % на шинах подстанций, через которые осуществляется транзит мощности параллельно работающих станций системы. На рис. 1.2 такими транзитными подстанциями (П) являются *ПА*, *ПБ* и *ПВ*. Любое КЗ (*К1*, *К2*) на транзитных линиях *АВ* и *БВ* должно отключаться без выдержки времени, т.е. релейная защита на выключателях *Q1—Q4* должна быть быстродействующей. Время действия защиты на выключателях *Q5* и *Q6* определяется уровнем остаточного напряжения на шинах подстанций *ПБ* и *ПВ* при КЗ в конце зоны действия защиты (отсечки) в точках *К3* и *К4*. Здесь быстродействующая защита требуется только на выключателе *Q5*.

Быстродействующими являются первые ступени токовых отсечек, дистанционных защит, продольные и поперечные дифференциальные, дифференциально-фазные и направленные высокочастотные защиты.

Избирательной считается защита, обеспечивающая отключение только поврежденного элемента энергосистемы. Необходимая избирательность

достигается отстройкой от таких значений подводимых к защите параметров ($I, I_0, I_2, U_2, U_0, U, z$), при которых защита данного



элемента не должна действовать. Указанную отстройку получают введением коэффициента запаса k_3 к расчетному значению параметра:

$$A_{с.з.} = k_3 A_{расч.}$$

Для максимальных защит $k_3 > 1$, для минимальных защит $k_3 < 1$.

Кроме того, для обеспечения избирательности и резервирования защиты выполняются многоступенчатыми с дополнительным согласованием ступеней смежных защит по времени (для вторых и последующих ступеней):

$$t_{с.з.}^{II} = t_{с.з.см}^I + \Delta t,$$

где $t_{с.з.}$ — время срабатывания защиты; $t = 0,5—0,6$ с — ступень селективности (избирательности).

Напомним, что функцию избирательности выполняют реле направления мощности и реле сопротивления.

На рис. 1.3 показан принцип выполнения многоступенчатой защиты.

Первая ступень защищает основной объект и отстраивается от расчетных параметров при КЗ за выключателем смежного участка (в точке КЗ). Напомним, что при расчетах ток защиты одинаков в точках К1, К2, К3, и поэтому иногда говорят, что I ступень отстраивается от КЗ в конце линии (точка К1), хотя имеется в виду точка КЗ. *Вторая ступень* резервирует I ступень и полностью защищает свой объект и часть смежного, отстраивается от первых (или вторых) ступеней защиты смежных линий. *Третья ступень*

резервирует защиты своей и смежной линий (частично), отстраивается от вторых (третьих) ступеней защит смежных линий, а также от нормального и перегрузочного режимов.

Чувствительной считается защита, обеспечивающая надежное отключение защищаемого элемента при его повреждениях. Надежность отключения характеризуется коэффициентом чувствительности.

Для максимальных защит коэффициент чувствительности определяется как отношение наименьшего значения электрического параметра,

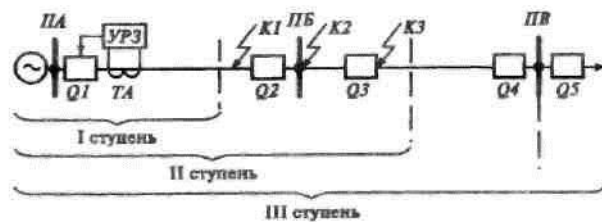


Рис. 1.3. Пример определения избирательности многоступенчатой защиты

подводимого к защите при КЗ в конце защищаемой линии, к уставке срабатывания:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}}{I_{\text{с.з}}}, \quad k_{\text{ч}} = \frac{U_{2\text{к.мин}}}{U_{2\text{с.з}}}.$$

Для минимальных защит коэффициент чувствительности определяется как отношение уставки срабатывания ($z_{\text{с.з}}$, $U_{\text{с.з}}$) к наибольшему

значению электрического параметра, подводимого к защите при КЗ в конце защищаемой линии:

$$k_{\text{ч}} = z_{\text{с.з}} / z_{\text{к.макс}}, \quad k_{\text{ч}} = U_{\text{с.з}} / U_{\text{к.макс}}.$$

Значения коэффициентов чувствительности регламентируются [1].

Для большинства основных защит принимается $k_{\text{ч}}$ - 1,5—2,0, для резервных $k_{\text{ч}}$ = 1,2—1,5. Чувствительность первых ступеней защит может характеризоваться косвенно — защищаемой зоной.

Надежной считается защита, обеспечивающая ее устойчивое функционирование в неодинаковых режимах. Различают аппаратную и экс-

плуатационную надежность. Аппаратная надежность характеризует качество защиты, обеспечивается простотой схем, а также безотказностью, ремонтпригодностью и долговечностью комплектующих элементов. Для сложных защит применяют устройства самоконтроля (функциональный контроль), обеспечивающие, в частности, вывод защиты из работы при ее повреждениях и контроль исправности выходных цепей. Особо сложные защиты выполняют с многократным дублированием и мажорированием основных каналов, что исключает неверное действие защиты при повреждении любого из них. Эксплуатационная надежность характеризует устойчивость функционирования и обеспечивается точностью работы и помехозащищенностью, а также реализацией таких основных требований, как быстродействие, избирательность и чувствительность.

Для повышения надежности применяют дублирование и резервирование основных защит (ближнее и дальнее резервирование).

Наличие устройств сигнализации позволяет судить о правильности работы защиты и автоматики и анализировать порядок протекания процессов при КЗ. С этой целью сигнальные реле устанавливаются не только в отключающих и включающих цепях выключателей, но и в цепи каждой ступени защиты. Кроме того, применяют устройства для автоматической записи электрических параметров системы в нормальном режиме (самопишущие приборы) и при КЗ (аварийные осциллографы, регистраторы).

2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

2.1 Номенклатура устройств релейной защиты

В настоящее время защита электрических сетей напряжением 6— 750 кВ выполняется с помощью комплексов релейной защиты линий, выполненных как на базе традиционных электромеханических устройств, так и с применением микроэлектронной базы (интегральных микросхем, микропроцессорной техники).

Электротехническая промышленность серийно выпускает в течение последних десятилетий следующие панели защиты на электромеханической базе:

панель защиты типа ЭПЗ 1636-67 — для защиты линий напряжением ПО—220 кВ, содержащая трехступенчатую дистанционную защиту с блокировкой при качаниях и неисправностях цепей напряжения, четырехступенчатую токовую защиту нулевой последовательности, междуфазную токовую отсечку, реле устройства резервирования отказа выключателей (УРОВ);

панель защиты типа ДФЗ-201 — дифференциально-фазная высокочастотная защита, предназначена для применения в качестве основной защиты линий напряжением 110—220 кВ; это быстродействующая защита, действующая при всех видах КЗ в системе;

панель защиты типа ДФЗ-503 — дифференциально-фазная высокочастотная защита для линий 330—500 кВ;

панель защиты типа ЭПЗ 1637-91 применяется для выполнения поперечной дифференциальной токовой направленной защиты параллельных линий ПО—220 кВ при замыканиях между фазами (комплект КЗ-6) и на землю (комплект КЗ-7);

панель защиты типов ЭПЗ 1638-91 и ЭПЗ 1639-91 применяется для выполнения продольной дифференциальной токовой защиты линий ПО—220 кВ; это быстродействующая защита с проводными каналами связи, действующая при всех видах КЗ в системе;

панель типа ЭПЗ 1643 высокочастотной блокировки дистанционной защиты и направленной защиты нулевой последовательности линий НО—330 кВ; применяется для исключения выдержки времени защит при замыканиях на защищаемой линии; панель предназначена для совместной работы с панелью типа ЭПЗ 1636-67 или с любой другой, на которой установлены аналогичные защиты;

панель типа ЭПЗ 1651-91 защиты и автоматики применяется для защиты двух линий электропередачи напряжением 35 кВ при многофазных замыканиях; обеспечивает трехступенчатую токовую защиту с помощью токовой отсечки без выдержки времени и максимальной токовой защиты с пуском по напряжению, а также токовой отсечки с выдержкой времени; имеются устройства двухкратного АПВ (реле типа РПВ-02);

панель типа ПА 115-91 УРОВ применяется для выполнения устройства резервирования отказа выключателей присоединений подстанций ПО—500 кВ;

панель дистанционной защиты типа ПЗ-4 применяется для защиты линий напряжением 35 кВ при всех видах многофазных КЗ; включает в себя трехступенчатую дистанционную защиту и токовую отсечку (комплект защиты типа КЗ-11);

панель аварийного осциллографа типа ПДЭ 0301 предназначена для размещения аварийного осциллографа типа Н 13 и управления его работой совместно с магнитографом при возникновении аварийного режима в энергосистеме.

Кроме панелей защиты выпускаются также комплекты защиты серии КЗ на электромеханических реле, которые предназначены для применения в схемах релейной защиты. Комплекты типов КЗ 9, КЗ 10, КЗ 12— КЗ 15, КЗ 17 применяются для работы на оперативном постоянном токе, а комплекты типов КЗ 35—КЗ 38 — для работы на оперативном переменном токе. Все элементы каждого комплекта защиты смонтированы в одном общем корпусе. Назначение комплектов:

КЗ 9, КЗ 9/2 — токовая отсечка при междофазных КЗ в двухфазном двухрелейном исполнении;

КЗ 10 — трехступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности, применяемая в составе панели типа ЭПЗ 1636-67;

КЗ 12 — максимальная токовая защита при между фазных КЗ в двухфазном двухрелейном исполнении с независимой выдержкой времени;

КЗ 13 — быстродействующая токовая отсечка в двухфазном двухрелейном исполнении и максимальная токовая защита с независимой выдержкой времени в двухфазном трехрелейном исполнении;

КЗ 14 — максимальная токовая направленная защита с выдержкой времени в двухфазном двухрелейном исполнении;

КЗ 17 — максимальная токовая защита с независимой выдержкой времени в двухфазном трехрелейном исполнении;

КЗ 35 — максимальная токовая защита в двухфазном однорелейном исполнении;

КЗ 36 — максимальная токовая защита в двухфазном двухрелейном исполнении;

КЗ 37 — токовая быстродействующая отсечка и максимальная токовая защита с выдержкой времени в двухфазном трехрелейном исполнении;

КЗ 38 — максимальная токовая направленная защита с выдержкой времени в двухфазном двухрелейном исполнении.

С середины 80-х годов серийно выпускаются следующие комплексы релейной защиты линий 110—330 кВ на микроэлектронной элементной базе:

шкаф ШДЭ 2801 [15], содержащий ступенчатые защиты для реализации функций резервных защит при наличии основной быстродействующей (взамен панели ЭПЗ 1636-67); имеет в своем составе трехступенчатую дистанционную защиту с блокировками при качаниях и неисправностях цепей напряжения, токовую отсечку, четырехступенчатую токовую направленную защиту нулевой последовательности, реле УРОВ;

шкаф ШДЭ 2802, содержащий два отдельных комплекта (основной и резервный) ступенчатых защит и предназначенный для использования в виде единственной защиты (вместо панели ЭПЗ 1636-67); основной комплект —

это шкаф ШДЭ 2801, а резервный комплект содержит двухступенчатые дистанционную и токовую защиты нулевой последовательности;

панель ПДЭ 2802 направленной высокочастотной защиты, используемой в качестве основной, вместо панели ДФЗ-201.

Надежность функционирования этих устройств достигается, в частности, применением постоянного функционального автоматического контроля, охватывающего значительную часть элементов, с сигнализацией возникающих неисправностей. Для снижения трудозатрат на профилактическое обслуживание предусмотрен автоматизированный тестовый контроль.

Для линий 500 кВ и выше с 1983 г. выпускаются комплексы устройств релейной защиты и автоматики на интегральных микросхемах серии ПДЭ 2000:

панель ПДЭ 2001 — дистанционная трехступенчатая защита, применяется в качестве резервной от всех междуфазных КЗ, содержит устройства блокировки при качаниях и неисправностях в цепях переменного напряжения;

панель ПДЭ 2002 — токовая направленная четырехступенчатая защита нулевой последовательности, также имеет в своем составе токовую отсечку от междуфазных КЗ и защиту от неполнофазного режима; применяется в качестве резервной защиты от КЗ на землю, дополнительной защиты от междуфазных КЗ вблизи шин подстанции и для ликвидации длительных неполнофазных режимов;

панель ПДЭ 2003 — направленная и дифференциально-фазная высокочастотная защита, применяется в качестве основной быстродействующей защиты линий от всех видов КЗ как в полнофазном режиме, так и при работе линии двумя фазами в цикле однофазного АПВ; при полнофазной работе линии панель используется в режиме направленной фильтровой защиты с высокочастотной блокировкой, и только на время цикла ОАПВ она переводится в режим сравнения фаз токов;

панель ПДЭ 2004.01 — устройство одно- и трехфазного АПВ;
панель ПДЭ 2004.02 — устройство трехфазного АПВ на три присоединения;
панель ПДЭ 2005 — УРОВ;
панель ПДЭ 2006 — защита шин.

С 1991 г. происходит выпуск модернизированного комплекса защит линий 500 кВ и выше:

шкаф дистанционной защиты типа ШЭ 2703 — взамен ПДЭ 2001;
шкаф токовой защиты типа ШЭ 2704 — аналог ПДЭ 2002;
шкаф высокочастотной защиты типа ШЭ 2705 — аналог ПДЭ 2003;
шкаф устройства трехфазного АПВ типа ШЭ 2706 взамен ПДЭ 2004.02;
шкаф устройства однофазного АПВ типа ШЭ 2702 — взамен ПДЭ 2004.01;
шкаф УРОВ типа ШЭ 2001 — взамен ПДЭ 2005;
шкаф защиты сборных шин типа ШЭ 2303 — взамен ПДЭ 2006.

Комплексы защиты типа ПДЭ 2000 и ШЭ 2700 могут эксплуатироваться и на линиях 330 кВ.

Вопросы проектирования релейной защиты и автоматики электрических сетей регламентированы Правилами устройства электроустановок [1], Руководящими указаниями по релейной защите [6—11] и директивными материалами Главтехуправления РАО «ЕЭС России». Принципы выбора уставок защит, в основном, мало зависят от элементной базы, на которой выполнена защита, и определяются традиционными методиками, изложенными в Руководящих указаниях. Некоторые особенности расчета уставок, связанные с различием элементной базы отдельных измерительных органов, изложены в [12—15].

2.2 Исходные данные сети

Исходная схема сети представляет собой однолинейную электрическую схему проектируемого района, на которой указывают:

1) схему с номинальными напряжениями, длинами линий, марками проводов, наличием заземляющих тросов и их материала. Обязательно учитывают параллельность линий, частичную или полную, а также указывают расстояние между параллельными линиями;

2) схему электрических соединений электростанций и подстанций с параметрами трансформаторов, автотрансформаторов (мощность, напряжение КЗ, группы соединения обмоток, пределы регулировки напряжения), генераторов (мощность, номинальное напряжение, сверхпереходное реактивное сопротивление) [4]; кроме того, места установки и типы коммутационной аппаратуры;

2) приведенные к шинам подстанций защищаемой сети значения сопротивлений прямой (обратной) и нулевой последовательностей других частей системы, соответствующие максимальному и минимальному режимам работы;

3) места установки, типы и коэффициенты трансформации датчиков информации. Трансформаторы тока (ТТ) — либо встроенные в выключатели, либо отдельно стоящие. Трансформаторы напряжения (ТН) устанавливаются на каждой системе шин подстанций, емкостные отборы напряжения — на входе линий, до выключателей.

Кроме того, в исходных данных необходимо отразить ряд особенностей, влияющих на выбор принципов и расчет уставок релейной защиты.

1) применение подстанций без выключателей на стороне высокого напряжения с установкой короткозамыкателей и отделителей. Здесь возникает необходимость отключения линии с питающего конца при коротком замыкании (КЗ) на приемной подстанции, например в трансформаторе;

2) присоединение потребителей к линии электропередачи глухими

отпайками. При этом усложняется выбор уставок защит, особенно для параллельных линий;

3) рост несимметричной нагрузки: электрическая тяга на переменном токе, электродуговые печи и т.д., — вследствие чего при нормальном режиме работы в сети появляются токи и напряжения обратной и нулевой последовательностей;

4) широкое применение на одиночных линиях неполнофазных режимов работы по схеме две фазы и земля. Здесь также в нормальном режиме появляются токи и напряжения обратной и нулевой последовательностей;

5) применение переменного оперативного тока, параметры которого зависят от вида и места КЗ.

2.3 Основные режимы сети

Основные режимы сети касаются уровня загрузки системы и режима заземления нейтрали.

1. По уровню загрузки системы режимы разделяют на *максимальный* или нормально-эксплуатационный, когда в работе находятся все элементы энергосистемы, и *минимальный*, когда часть генераторов и линий отключены при минимальном режиме работы смежной системы. Режим работы для выбора уставок и оценки чувствительности защит рассматриваются конкретно для каждой защиты элемента сети и для каждого вида КЗ. Кроме того, для выбора уставок последних ступеней защит учитываются аварийные (диспетчерские) режимы работы, для которых указывают уровни напряжений на подстанциях и значения токов по линиям и трансформаторам.

2. *Режимы заземления* нейтралей трансформаторов и автотрансформаторов принимают на основании следующих основных положений:

- а) нейтралей всех автотрансформаторов заземляются наглухо;
- б) заземление нулевых точек трансформаторов электростанций весьма желательно, так как при этом исключается возможность работы участка сети в режиме изолированной нейтрали с появлением перемежающейся

дуги; в тех случаях, когда по условиям снижения токов замыкания на землю приходится разземлять нейтрали у части трансформаторов, необходимо предусматривать автоматику первоочередного отключения этих трансформаторов при устойчивом замыкании на землю в защищаемой сети (рис. 1.4) или с помощью чувствительных защит блоков [22];

в) режим заземления нейтралей нулевых точек понизительных трансформаторов в основном определяется условиями работы релейной защиты (обычно заземляют только часть трансформаторов для того, чтобы при всех переключениях число заземленных трансформаторов не менялось); при работе сети с частичным заземлением нейтралей должны учитываться конструктивные особенности выполнения трансформаторов (некоторые типы трансформаторов с высшим напряжением 110 кВ и регулировкой напряжения под нагрузкой имеют изоляцию нулевого вывода, рассчитанную на напряжение не более 40 кВ и недостаточную для случая перехода в режим с изолированной нейтралью);

г) силовые трансформаторы с резко выраженной несимметричной нагрузкой (например, подстанций электротяги, работающей на однофазном переменном токе) требуют заземления нейтралей обмоток высокого напряжения, соединенных в звезду и присоединенных к сети 110—220 кВ.

При оценке категории потребителя учитывают существование параллельных связей, наличие резерва мощности, допустимость и длительность перерывов в энергоснабжении.

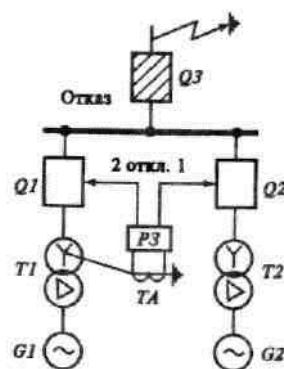


Рис. 1.4 Пример первоочередного отключения блока генератор-трансформатор, работающего с изолированной нейтралью, при устойчивых замыканиях на землю в сети с эффективно-заземленной нейтралью

3. МАКСИМАЛЬНЫЕ ТОКОВЫЕ ЗАЩИТЫ ОТ МЕЖДУФАЗНЫХ ПОВРЕЖДЕНИЙ

3.1 Общие замечания

Максимальные токовые защиты (МТЗ) приходят в действие при увеличении тока в линии сверх некоторого значения, определяемого условиями избирательности. В качестве реле, реагирующих на возрастание тока, используются максимальные токовые реле типа РТ-40 и различные комплектные защиты, выполненные на их базе (см. п. 1.2,1), или измерительные органы тока современных защит.

Для линий с односторонним питанием МТЗ выполняется многоступенчатой и обычно служит основной защитой от междуфазных повреждений. Для линий с двухсторонним питанием МТЗ используется, как правило, в качестве отсечки.

3.2 Максимальные токовые защиты линий с односторонним питанием

В качестве примера рассмотрен участок сети, приведенный на рис. 1.5

Для наглядности расчетные выражения даны для защиты, установленной на подстанции А. Для расчета МТЗ любой другой подстанции формулы будут те же.

1. Ток срабатывания отсечки первой ступени отстраивается от максимального тока КЗ за выключателем смежного участка

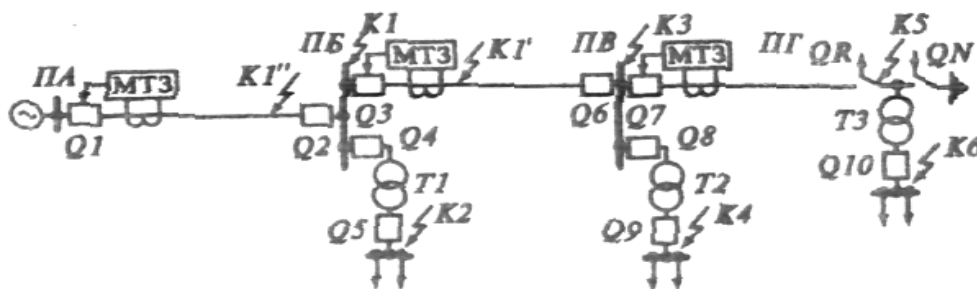


Рис.1.5 К примеру расчета МТЗ от междуфазных повреждений для линии с односторонним питанием

$$I_{с.з(A)}^I = k_3 I_{к.макс.см(KI')}, \quad (1)$$

где $k_3 = 1,2$ — коэффициент запаса по избирательности.

Если линия питает трансформаторы, не имеющие выключателей на стороне высокого напряжения, то расчетным является КЗ за выключателем на стороне низшего напряжения. В этом случае $k_3 = 1,3$.

2. Оценка чувствительности отсечки первой ступени производится по величине защищаемой зоны или по коэффициенту чувствительности. Зона, защищаемая отсечкой, определяется по кривым спада тока КЗ по линиям в максимальном и минимальном режимах при условии $I_{к.л} \geq I_{сз}$.

Если расчетной является отстройка от КЗ за трансформатором приемной подстанции (например, защита ПВ, точка К6), то отсечка обычно защищает всю линию ($x_{отс} > x_{ВГ}$). В этом случае определяется как $x_{отс}$, так и коэффициент чувствительности $k'_{ч(В)}$ при КЗ в конце защищаемой Линии (точка К5):

$$x_{отс} = x_{заш} - x_{сист \Sigma}, \quad (2)$$

$$x_{заш} = U_{ср.ном} / (\sqrt{3} I_{с.з})$$

где $x_{заш}$ — результирующее сопротивление, соответствующее току срабатывания; $x_{сист}$ — сопротивление системы, приведенное к шинам подстанции В в месте установки защиты.

$$k'_{ч(В)} = I_{к.мин(K5)} / I_{с.з(В)}^I \quad (3)$$

при $k'_{ч(В)} \geq 1,3$ — отсечка применяется в качестве основной защиты.

3. Определяется остаточное напряжение на шинах в месте установки защиты при КЗ в конце зоны действия отсечки, %:

$$U_{ост} = \frac{\sqrt{3} I_{с.з}^I x_{отс}}{U_{ср.ном}} 100.$$

(4)

Если остаточное напряжение окажется менее 60 %, а питающая подстанция является транзитной, то можно применить ускорение защиты до АПВ.

4. Ток срабатывания отсечки второй ступени отстраивается от токов срабатывания отсечки I или II ступеней защит смежных линия ($k_3 = 1,1$)

$$I_{с.з(A)}^{II} = k_3 I_{с.з.см(B)}^{I(II)}, \quad (5)$$

и проверяется отстройка от КЗ за трансформатором приемной подстанции $k_3 = 1,2$ (при наличии выключателя на стороне высокого напряжения трансформатора, рис. 1)

$$I_{с.з(A)}^{II} = k_3 I_{к.см(K2)}. \quad (6)$$

Расчетным является большее из значений, полученных по формулам (5) и (6).

5. Выдержка времени II ступени защиты принимается на ступень селективности ($\Delta t = 0,5$ с) больше выдержек времени ступеней защиты, от которых произведена отстройка:

$$t_{с.з(A)}^{II} = t_{с.з.см(B)}^{I(II)} + \Delta t. \quad (7)$$

6. Чувствительность отсечек второй ступени проверяется в случае металлического КЗ в конце защищаемой линии при минимальном режиме (см. рис. 1)

$$k_{ч(A)}^{II} = \frac{I_{2к.мин(KI'')}^{(2)}}{I_{с.з(A)}^{II}} \geq 1,5. \quad (8)$$

7. Ток срабатывания максимальной токовой защиты (третьей ступени) отстраивается от максимального тока нагрузки присоединения

$$I_{с.з}^{III} = (k_3 / k_v) k_c I_{нагр\Sigma}, \quad (9)$$

где $k_3 = 1,1$ — коэффициент запаса по избирательности;

$k_v = 0,8 - 0,85$ — коэффициент возврата для реле РТ-40;

$k_c = 1,5—2,5$ — коэффициент самозапуска электродвигателей;

$I_{нагр\Sigma} = S_T / (\sqrt{3} \cdot 0,9 U_{ном})$ — максимальный ток нагрузки.

8. Проверяется отстройка от токов срабатывания вторых или третьих ступеней защит смежных линий, аналогично (5)

$$I_{с.з.(A)}^{III} = k_3 I_{с.з.см(B)}^{II(III)}.$$

9. Выдержка времени третьей ступени защиты принимается на ступень селективности больше выдержек времени защит, от которых произведена отстройка, аналогично (7).

10. Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при КЗ в конце смежного участка в минимальном режиме (см. рис. 1,5)

$$k_{ч(A)}^{III} = \frac{I_{к.мин(КЗ)}^{(2)}}{I_{с.з(A)}^{III}} \geq 1,2. \quad (10)$$

3.3 Ненаправленные токовые отсечки для линий с двухсторонним питанием

1. Ток срабатывания отсечки отстраивается от максимального тока, протекающего через защиту при следующих расчетных условиях (рис. 1.6):

а) отстройка от максимального тока линии при КЗ на шинах приемной подстанции (рис. 1.6, а);

б) отстройка от максимального тока линии при КЗ на шинах подстанции в месте установки защиты (КЗ «за спиной») (рис. 1.6, б);

в) отстройка от максимального тока качаний (рис. 1.6, в), возникающего при прохождении ЭДС параллельно работающим станциям на 180° (рис. 2, в):

$$E_\phi = 1,05 U_{ср.ном} / \sqrt{3}$$

$$I_{кач.макс} = \frac{2 \cdot 1,05 E_\phi}{x_{эв.мин}} = \frac{2,1 U_{ср.ном}}{\sqrt{3} x_{эв.мин}}, \quad (11)$$

где $x_{эв.мин}$ — эквивалентное минимальное сопротивление связи между параллельно работающими станциями, включая сверхпереходное сопротивление генераторов и сопротивление линии связи;

$$x_{эв.мин} = x_{систА} + x_{систБ} + x_l$$

Ток срабатывания отсечки выбирается по наибольшему из полученных значений токов

$$I_{с.з} = k_3 I_{\text{макс}} \quad (12)$$

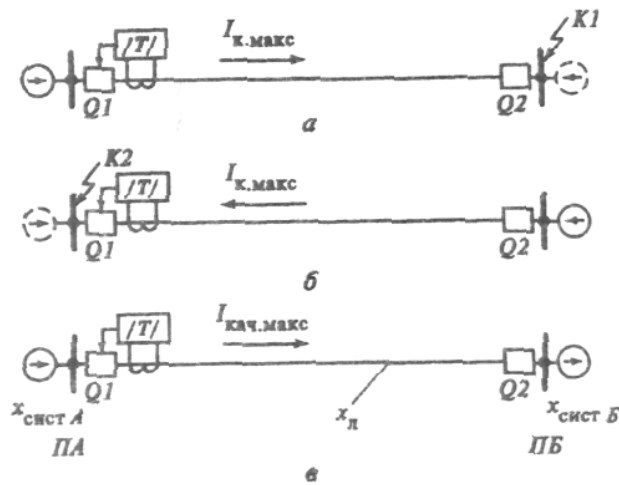


Рис. 1.6. К выбору тока срабатывания отсечек линии с двухсторонним питанием

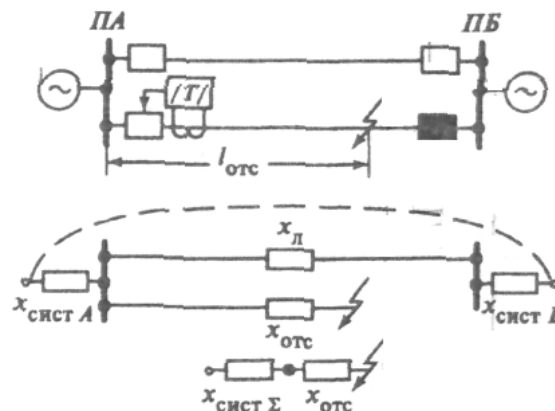


Рис. 1.7. Определение результирующего сопротивление системы при каскадном отключении КЗ

Поскольку при внешних КЗ (K1, K2) и при качаниях через защиты, установленные на обоих концах линии, протекают одинаковые токи, то уставка срабатывания для обеих защит принимается одной и той же:

$$I_{с.зAB} = I_{с.зBA}.$$

2. Определяются зоны, защищаемые отсечкой в максимальном и минимальном режимах, а также в режиме каскадного отключения. В первом случае используются кривые спада (см. рис. 1.7), во втором — выражение (2), а зона отсечки

$$l_{*отс} = x_{отс} / x_{л}.$$

Рекомендуется определить чувствительность отсечки при двухфазном КЗ в начале линии. Отсечка может рекомендоваться к установке, если $k_{\text{ч}} \geq 1,2$.

3. Определяются по (4) уровни остаточных напряжений на шинах подстанций (в месте установки защиты) при КЗ в конце зоны действия отсечки. Для максимального и минимального режимов, для режима каскадного отключения $x_{\text{отс}}$ находится по (2). Определение $x_{\text{сист}\Sigma}$ показано на рис. 3.

4. Производится заключение о применимости отсечки. Если напряжение на шинах подстанции в минимальном режиме или режиме каскадного отключения с $t = 0$ равно или превышает 60 %, то отсечка применяется в качестве основной защиты. Если остаточное напряжение менее 60 %, а отсечка защищает в максимальном режиме 15 – 20 % линии, то она применяется в качестве дополнительной защиты.

4. ДИСТАНЦИОННЫЕ ЗАЩИТЫ ОТ МЕЖДУФАЗНЫХ ПОВРЕЖДЕНИЙ

4.1 Общие замечания

Дистанционные защиты используются в сетях сложной конфигурации для защиты линии от междуфазных КЗ. Эти защиты приходят в действие при снижении сопротивления сети, т.е. являются минимальными. Основными преимуществами дистанционных защит по сравнению с токовыми защитами являются независимость защищаемой зоны при изменении уровня токов КЗ, т.е. при изменении режима сети, а также направленность действия. Селективность защит смежных линий обеспечивается введением ступенчатых выдержек времени: все КЗ в пределах I зоны (ступени), ближайшей к месту установки защиты, отключаются с минимальным временем; все КЗ в пределах II зоны — с большим временем; КЗ в пределах последней, III зоны, отключаются с наибольшим временем. Измерительными

органами защиты являются направленные реле полного сопротивления, которые называются дистанционными органами (реле I и II ступеней) и пусковыми органами (реле III ступени).

Дистанционные защиты, как правило, входят в состав комбинированных панелей типа ЭПЗ 1636, ШДЭ 2801, но могут выполняться и в виде отдельных панелей, например типа ПДЭ 2001.

В качестве примера на рис. 1.8 приведена структурная схема дистанционной защиты панели ЭПЗ 1636. Основными элементами защиты являются:

- а) блок измерения, включающий набор реле сопротивления с согласующими трансреакторами (по цепям тока) и трансформаторами (по цепям напряжения);
- б) блокировка при качаниях, разрешающая работу защиты на время ликвидации КЗ в сети;
- в) блокировка при неисправностях цепей напряжения;

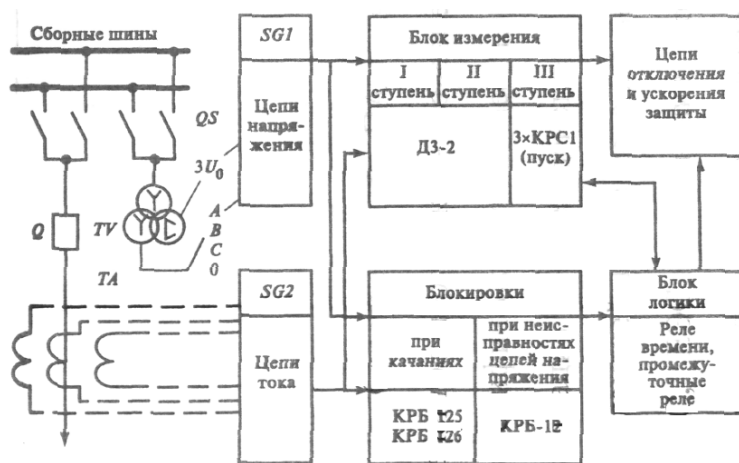


Рис. 1.8. Структурная схема дистанционной защиты панели ЭПЗ 1636

- г) блок логики, обеспечивающий заданные временные характеристики защиты;
- д) выходные цепи и цепи ускорения защиты.

Характеристики срабатывания реле сопротивления на комплексной плоскости представляют собой окружность (для III ступени можно выполнить эллипс), проходящую через начало координат. Диаметр окружности определяется уставкой срабатывания, а положение — углом максимальной чувствительности $\varphi_{мч}$, который принимается в зависимости от напряжения сети и марки провода. Реле сопротивления современных защит имеют для II-III ступеней более сложные характеристики срабатывания (четыреугольник, треугольник).

4.2 Расчет уставок срабатывания

1. Предварительно в зависимости от марки провода определяется удельное комплексное сопротивление $z_y = r_y + jx_y$, по которому находится полное сопротивление линии $r_{л} = z_y l$. Затем находится длительно допустимый ток по условиям нагрева проводов, по которому выбирается коэффициент трансформации ТТ. В табл. 2.1 приведены некоторые параметры сталеалюминиевых проводов для линий напряжением 110-220 кВ.

2. Уставка срабатывания первой ступени выбирается из условия отстройки от КЗ на шинах приемной подстанции

$$z_{с.з}^I = k_z z_{л}, \quad (13)$$

где $k_z = 0,85$ — коэффициент запаса по избирательности, учитывающий погрешность защиты совместно с трансформаторами тока и напряжения.

Отстройка от КЗ на шинах подстанции в месте установки защиты не производится, так как все ступени защиты выполнены направленными.

Таблица 1 — Параметры сталеалюминиевых проводов для линии электропередачи напряжением 110-220 кВ

Марка провода	Допустимые токи нагрузки, А	r_y , Ом/км	x_y , Ом/км	
			110 кВ	220кВ
АС 70/11	265	0,428	0,444	-
АС	330	0,306	0,434	-

95/16				
АС 120/19	375	0,249	0,427	-
АС 150/24	450	0,198	0,42	-
АС 185/29	510	0,162	0,413	-
АС 240/32	605	0,12	0,405	0,435
АС 300/39	690	0,098	-	0,429
АС 400/51	835	0,075	-	0,42
АС 500/64	945	0,06	-	0,413

3. Уставка срабатывания второй ступени выбирается по двум основным условиям (рис. 1.9):

а) согласование с дистанционными защитами смежных линий

$$z_{с.з}^{II} = k_3 z_{л} + k_3^* z_{с.з.см}^{I(II)} / k_{ток} \quad (14)$$

где $k_3^* = 0,78$ — коэффициент запаса по избирательности согласуемых защит линий;

$k_{ток} = I_{з.выб} / I_{з.см}$ — коэффициент токораспределения, определяемый по трехфазному КЗ в конце зоны действия той защиты, и которой производится согласование (*при этом следует рассматривать щюкие режимы, когда значение $k_{ток}$ максимально*);

$I_{з.выб}$ — ток, протекающий через ТТ защиты, для которой выбирается уставка;

$I_{з.см}$ — ток, протекающий через ТТ смежной защиты, с которой производится согласование;

$z_{с.з.см}^{I(II)}$ — уставка срабатывания первой (или второй) ступени защиты смежной линии;

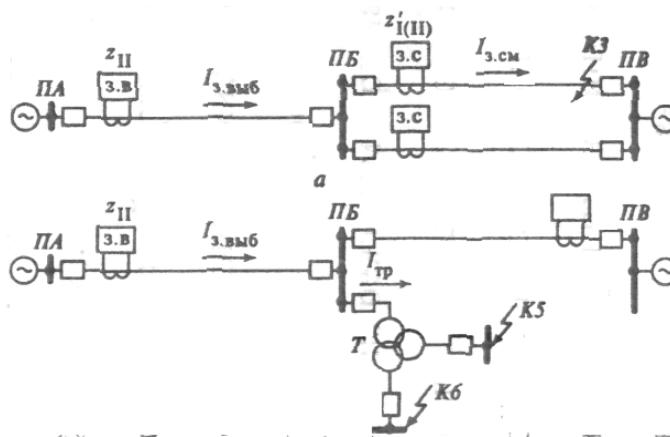


Рис. 1.9 – Расчётные условия для согласования дистанционных защит
а – согласование с защитами смежных линий; б – отстройка от КЗ за трансформатором

б) отстройка от КЗ за трансформатором приемной подстанции

$$z_{с.з.}^{II} = k_3 \left[z_{л.} + j \frac{(1 - \Delta U)^2}{k_{ток}} x_T \right], \quad (15)$$

где ΔU — наибольший относительный предел регулировки напряжения силового трансформатора [4], например, $\Delta U = 0,12$ при регулировке $\pm 12\%$;

$k_{ток} = I_{з.выб} / I_T$ — коэффициент токораспределения при КЗ за трансформатором.

В дальнейшем из всех полученных значений сопротивлений срабатывания в качестве расчетного выбирается наименьшее.

4. Выдержка времени второй ступень принимается на ступень селективности ($\Delta t = 0,5$ с) больше выдержек времени тех ступеней защит, с которыми производится согласование;

$$t_{с.з.}^{II} = t_{с.з.см}^{I(II)} + \Delta t, \quad (16)$$

Из всех полученных значений выдержки времени в качестве расчетной выбирается большая.

При наличии на смежных параллельных линиях поперечной защиты, вторая ступень дистанционной защиты должна быть отстроена от времени каскадного действия поперечной защиты (0,7—0,8 с). Если на приемной подстанции предусматривается устройство резервирования отказа

выключателя (УРОВ), то вторая ступень защиты должна быть отстроена от времени его действия (0,8—0,9 с).

5. Чувствительность второй ступени защиты проверяется при металлических КЗ на шинах приемной подстанции (режим ближнего резервирования):

$$k_{\text{ч}}^{\text{II}} = z_{\text{с.з}}^{\text{II}} / z_{\text{л}} \geq 1,25.$$

Если на линии имеется отпайка, то чувствительность проверяется и при металлическом КЗ в конце ее (рис. 1.10, а):

$$k_{\text{ч}}^{\text{II}} = \frac{z_{\text{с.з}}^{\text{II}}}{z_{\text{л.отп}} + (z_{\text{отп}} / k_{\text{ток.отп}})} \geq 1,25, \quad (17)$$

где $z_{\text{л.отп}}$ — сопротивление линии от места установки защиты до отпайки;

$z_{\text{отп}}$ — сопротивление отпайки;

$k_{\text{ток.отп}} = I_{\text{з.выб}} / I_{\text{отп}}$ коэффициент токораспределения при КЗ в конце отпайки.

Допускается выполнение условия (17) при каскадном отключении КЗ на отпайке.

6 Уставка срабатываний третьей ступени защиты выбирается, как правило, по условиям отстройки от максимального тока нагрузки линии. Ток нагрузки принимается либо по длительно допустимому току нагрева провода, либо задается диспетчерской службой энергосистемы, в последнем случае указывается $\cos\varphi$ нагрузки:

$$z_{\text{с.з}}^{\text{III}} = \frac{U_{\text{мин.экспл}}}{\sqrt{3} k_{\text{н}} k_{\text{в}} I_{\text{нагр}} \cos(\varphi_{\text{м.ч}} - \varphi_{\text{нагр}})}, \quad (18)$$

где $U_{\text{мин.экспл}}$ — минимальное эксплуатационное напряжение, предварительно может быть принято равным $0,9U_{\text{ном}}$;

$k_{\text{н}} = 1,2$ — коэффициент надежности;

$k_6 = 1,1$ — коэффициент возврата (для реле сопротивления);

$\varphi_{мч} = 65-80^\circ$ — угол максимальной чувствительности реле сопротивления;

$\varphi_{нагр}$ — угол сопротивления, обусловленного нагрузкой.

Первоначально $z_{с.з}$ определяется при $\cos(\varphi_{мч} - \varphi_{нагр}) = 1$, но если чувствительность защиты получается недостаточной, то учитывают характер нагрузки и $\varphi_{мч}$. Обычно $\varphi_{нагр} < 30-40^\circ$.

7. Выдержка времени третьей ступени выбирается на ступень селективности больше выдержки времени вторых ступеней защит, аналогично (16).

8. Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при КЗ в конце смежной линии (режим дальнего резервирования, рис. 1.10, б):

$$k_{ч}^{III} = \frac{z_{с.з}^{III}}{z_{л} + z_{л.см} / k_{ток}} \geq 1,2. \quad (19)$$

При оценке чувствительности рассматриваются такие режимы, при которых значение $k_{ток}$ минимально.

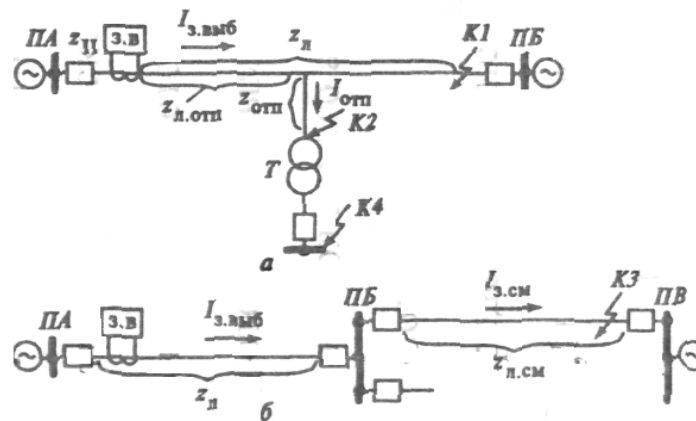


Рис.1.10— расчётные условия для проверки чувствительности дистанционной защиты: а — при КЗ на отпайках; б — при КЗ в конце смежной линии

Если условие (2.19) не обеспечивается, то на шинах приемной подстанции необходимо предусмотреть УРОВ.

9. Производится заключение о возможности применения защиты в качестве основной или резервной, для чего определяется остаточное напряжение на шинах при КЗ в конце первой ступени, %:

$$U_{\text{ост}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,85 z_{\text{л}} I_{\text{к}}^{\text{I}}}{U_{\text{ср.ном}}} 100, \quad (20)$$

где $I_{\text{к}}^{\text{I}}$ — ток линии при трехфазном КЗ в конце первой ступени защиты, определяемый по кривым спада. Если остаточное напряжение на шинах транзитной подстанции будет равно или больше 60 % (в минимальном режиме), то защита применяется в качестве основной от междуфазных КЗ, если менее 60 %, то в качестве резервной.

4.3 Выбор уставок и проверка реле сопротивления по току точной работы

1. Определяются уставки срабатывания реле сопротивления для различных ступеней

$$z_{\text{с.р}} = z_{\text{с.з}} \frac{K_I}{K_U}, \quad (21)$$

где K_I и K_U — коэффициенты трансформации трансформаторов тока и напряжения.

2. Выбирается $r_{\text{уст.мин}}$ — минимальное сопротивление срабатывания реле сопротивления при 100 % включенных витков вторичной обмотки его промежуточного трансформатора напряжения. Напомним, что расчетный диапазон регулировки составляет от 5 до 100 %, а это соответствует 20-кратному изменению $z_{\text{ср}}$. Диапазон уставок и гарантированные токи точной работы реле сопротивления в составе панели ЭПЗ 1636-67 даны в табл. 2.

Выбор $z_{\text{мин}}$ комплекта ДЗ-2 для тех случаев, когда можно выставить любое из трех значений, определяется из заданных диапазонов токов настройки I или II ступени, т.е. тех диапазонов, в которых будут изменяться

реальные токи КЗ в конце I или II зоны. При малых уровнях этих токов целесообразно иметь большую уставку $r_{уст.мин}$ и, следовательно, большую чувствительность по току, при больших уровнях токов настройки целесообразно иметь меньшую уставку $r_{уст.мин}$.

Таблица 2 – Технические данные реле сопротивления в комплектах ДЗ-2 и КРС-1 при вторичном номинальном токе 5 (1) А

Степень и комплект защиты	Минимальное сопротивление срабатывания $z_{уст.мин}$ Ом/фазу	Диапазоны токов точной работы ($I_{т.р.мин} - I_{т.р.макс}$), А	
II и III ступени, комплект ДЗ-2	0,25 (1,25)	6,4—150	(1,28—30)
	0,5 (2,5)	3,2—100	(0,64—20)
	1,0 (5,0)	1,6—50	(0,32—10)
III ступень, комплект КРС-1	1,0 (5,0)		
	Окружность без смещения	1,6—50	(0,32—10)
	Эллипс без смещения	2,2—50	(0,44—10)
	Эллипс или окружность со смещением	2,75—42	(0,55—8,4)
	1,5 (7,5)		
	Окружность без смещения	1,1—33,5	(0,22—6,7)
	Эллипс без смещения	1,5—33,5	(0,3—6,7)
	Эллипс или окружность со смещением	1,85—28	(0,37—5,6)

3. Проверяется чувствительность защиты по току точной работы при металлическом трехфазном КЗ в конце зоны действия соответствующей ступени защиты по выражению:

$$k_{ч.точн} = I_{р.мин} / I_{т.р.мин} \geq 1,3 \quad (22)$$

$$I_{р.мин} = I_{з.мин}^{(3)} / K_I$$

где $I_{з.мин}^{(3)}$ — ток в реле, соответствующий току защиты, который определяется по кривым спада или находится по схеме замещения прямой последовательности $I_{з.мин} = I_{к.мин}^{(3)} n_{1л}$.

4. При выбранной уставке $z_{уст.мин}$ расчет уставок на трансформаторах напряжения комплектов реле производится для каждой из ступеней. Расчетный процент включенных витков вторичной обмотки трансформатора напряжения к реле определяется по выражению, %:

$$N_{расч} = \frac{z_{уст.мин}}{z_{с.р}} 100. \quad (23)$$

4.4 Расчет уставок блокировки при качаниях

Ниже рассмотрен выбор уставок блокировки при качаниях типа КРБ-126, входящей в состав панели защиты ЭПЗ 1636. Пусковой орган блокировки реагирует на $|I_2| + |KI_0|$ и имеет торможение от фазного тока (обычно фазы A).

Расчет блокировки имеет целью определение уставок устройства по току обратной последовательности $I_{2уст}$, утроенному току нулевой последовательности $I_{0уст}$ и коэффициенту торможения $K_{торм}$, а также проверку чувствительности. Точный расчет уставок производится на основании его характеристики срабатывания и кривых чувствительности, приведенных в информации завода-изготовителя.

1. Характеристика срабатывания в координатах $I_{2ср}$ и $I_{торм}$ при заданных уставках $I_{2уст}$ и $K_{торм}$ представлена выражением

$$I_{2ср} = K_{торм} I_{торм} + I_{2уст}, \quad (24)$$

где $I_{2ср}$ — ток обратной последовательности срабатывания;

$I_{торм}$ — вторичный ток в фазе, питающей цепи торможения.

2. Устройство типа КРБ-126 имеет следующие уставки:

а) по току обратной последовательности ($I_{2уст}$) – 0,5; 0,75; 1,0 и 1,5 А (0,1; 0,15; 0,2 и 0,3 А) соответственно для исполнения на номинальный ток 5(1) А;

б) по утроенному току нулевой последовательности ($3I_{0уст}$): 1,5; 3,0 и 6,0 А (0,3; 0,6 и 1,2 А) соответственно для исполнения на номинальный ток 5(1) А;

в) по коэффициенту торможения $K_{торм}$ (при минимальной уставке $I_{2уст}$) 4; 7 и 11 %; причем с увеличением уставки $I_{2уст}$ коэффициент $K_{торм}$ пропорционально увеличивается. Например, при $I_{2уст} = 1$ А и установленном $K_{торм} = 7$ % действительный $K_{торм} = 14$ % (0,14).

В качестве примера на рис. 2.7 приведены характеристики срабатывания для $I_{2уст} = 0,5$ и 0,75 А.

Выбор уставок блокировки и проверки чувствительности вначале производится без использования тока $3 /_0$.

3. Ток срабатывания отстраивается от токов небаланса в следующих расчетных режимах:

а) в нагрузочном режиме, А

$$I_{2 \text{ ср.нагр}} \geq \frac{k_3}{k_b K_I} (0,03 I_{\text{нагр}} + I_{2 \text{ нес.нагр}}), \quad (25)$$

б) в режиме качения, А

$$I_{2 \text{ ср.кач}} \geq \frac{k_3}{K_I} [(0,063 + 0,005 I_{\text{кач}}) I_{\text{кач}} + I_{2 \text{ нес.кач}}], \quad (26)$$

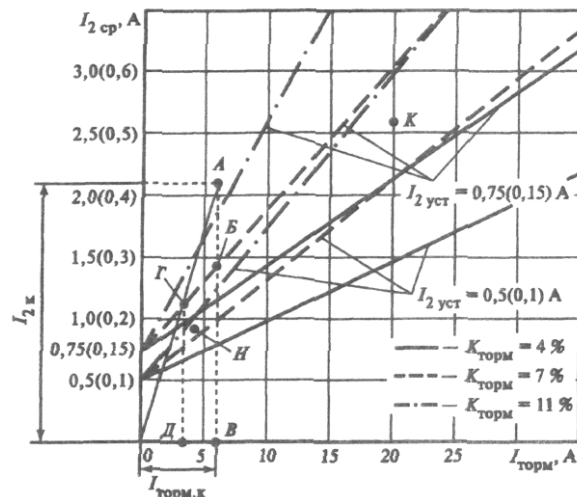


Рис. 7 – Характеристика срабатывания устройства блокировка при качениях типа КРБ-126 при вторичном номинальном токе 5(1) А

где $t_3 = 1,2$ — коэффициент запаса по избирательности;

$k_g = 0,8$ — коэффициент возврата;

K_I — коэффициент трансформации ТТ защиты;

$I_{\text{нагр}}$, $I_{\text{кач}}$ — соответственно токи защиты в максимальном нагрузочном режиме и при качаниях;

$I_{2\text{нес.нагр}}$, $I_{2\text{нес.кач}}$ — соответственно токи обратной последовательности, обусловленные несимметрией в системе в расчетных режимах;

$I_{*кач} = I_{кач}/I_{1ТТном}$ — кратность тока качаний по отношению к номинальному току ТТ защиты.

Выражения (25) и (26) учитывают токи небаланса фильтра обратной последовательности, обусловленные погрешностью ТТ защиты, возможными отклонениями частоты в системе и неточностью настройки фильтра тока обратной последовательности.

Эти режимы определяют координаты точек K и H на рис. 7, ординаты которых соответствуют значениям $I_{2ср}$, определенным для режима качаний и режима нагрузки. В качестве возможных вариантов уставок принимаются уставки по $I_{2уст}$ и $K_{торм}$, соответствующие характеристикам срабатывания, ближайшим к точкам K и H и проходящим выше этих точек.

Нагрузочный режим может не рассматриваться в качестве расчетного, если уставка, выбранная по (26), удовлетворяет условию $I_{2уст} \geq 1,5I_{\text{нес.нагр}}$, а также условию $I_{2\text{нес.нагр}} = I_{2\text{нес.кач}} \leq 0,5A$ (0,1 А для ТТ одноамперного исполнения).

Таблица 3 – Рекомендуемые значения уставок блокировки от качения в зависимости от кратности тока качаний при вторичном номинальном токе 5(1) А

$I_{*кач}$ отн.ед	2 — 3		3 — 7		свыше 7
$I_{2уст}, A$	0,5(0,1)	0,75(0,15)	0,5(0,1)	0,75(0,15)	0,75(0,15)
$K_{торм}$ (уставка %)	0,07(7%)	0,06(4%)	0,11(11%)	0,105(7%)	0,165(11%)

При отсутствии несимметрии в режимах качаний и нагрузки уставки могут быть приняты ориентировочно в соответствии с табл. 3.

Значение уставок уточняются по требованиям чувствительности.

4. Расчет чувствительности может производиться графически с использованием характеристик срабатывания при подведенных к устройству вторичных токах $I_{2к}$ и $I_{торм.к}$, определяемых при металлическом КЗ в

расчетных по чувствительности условиях. При этом на плоскость ($I_{2\text{ср}}$, $I_{\text{торм}}$) Рис.7 наносится точка A , соответствующая токам $I_{2\text{к}}$ и $I_{\text{торм.к}}$. Проводится прямая OA , соединяющая точку A с началом координат. Определяются точка Γ пересечения прямой OA с характеристикой $I_{2\text{ср}} = f(I_{\text{торм}})$, соответствующей выбранным уставкам (так на рис. 7 приняты $I_{2\text{ср}} = 0,75$ А и $I_{\text{торм}} = 7$ %), и точка B пересечения характеристики срабатывания с проведенным из точки A перпендикуляром AB к точке абсцисс.

Определяется коэффициент чувствительности

$$k_q = AB/ГД \text{ и } k'_q = AB/BB.$$

Устройство должно иметь следующие коэффициенты чувствительности:

а) $k_q \geq 1,5$ и $k'_q \geq 1,1$ при КЗ в конце защищаемого участка;

б) $k_q \geq 1,2$ и $k'_q \geq 1,1$ при КЗ в конце зоны резервирования.

Расчетными при проверке чувствительности являются следующие виды КЗ:

при неиспользовании в устройстве тока $3I_0$ — двухфазное КЗ на землю;

при использовании тока $3I_0$ — как двухфазное КЗ на землю, так и двухфазное КЗ.

При недостаточной чувствительности к двухфазным КЗ на землю необходимо использовать в устройстве ток $3I_0$, т.е. комбинированный пуск по $|I_2| + |3I_0|$.

Ток обратной последовательности в месте установки защиты при двухфазном КЗ на землю при $x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma}$ определяется по выражению

$$I_{2\text{к}}^{(1,1)} = \frac{U_{\text{ср.ном}} n_{1\text{л}}}{\sqrt{3} x_{1\Sigma} (x_{1\Sigma}/x_{0\Sigma} + 2)}, \quad (27)$$

где $n_{1\text{л}}$ — доля тока I_2 , протекающая по линии.

5. Значение $I_{\text{торм.к}}$ определяется в тех же расчетных режимах, как и минимальные значения вторичных токов $I_{2\text{к}}$ и $3I_{0\text{к}}$ в защите, и принимается равным максимальному току в одной из поврежденных фаз.

При неучете нагрузки значение $I_{\text{торм.к}}$ определяется через токи отдельных последовательностей в месте установка защиты:

для двухфазного КЗ

$$I_{\text{торм.к}}^{(2)} = \sqrt{3} I_{2\text{к}}^{(2)} n_{1\text{л}}, \quad (28)$$

для двухфазного КЗ на землю

$$I_{\text{торм.к}}^{(1,1)} = \sqrt{\left[\frac{1}{2} (I_{1\text{к}}^{(1,1)} - I_{2\text{к}}^{(1,1)}) + I_{0\text{к}}^{(1,1)} \right]^2 + \frac{3}{4} (I_{1\text{к}}^{(1,1)} + I_{2\text{к}}^{(1,1)})^2}. \quad (29)$$

Напомним, что значения всех токов должны быть приведены ко вторичным цепям ТТ делением на K_I .

Тормозной ток при токах нагрузки, соизмеримых с токами КЗ, определяется с учетом нагрузки

$$I_{\text{торм}\Sigma} = I_{\text{торм.к}} + I_{\text{нагр}}.$$

При выполнении курсового проекта расчет $k_{\text{ч}}$ может приводиться упрощенно без учета нагрузки по выражению:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{2\text{к.в}} - K_{\text{торм}} I_{\text{торм.к.в}}}{I_{2\text{уст}}}, \quad (30)$$

где $I_{2\text{к.в}}$, $I_{\text{торм.к.в}}$ — минимальный вторичный ток I_2 и соответствующий ему вторичный тормозной ток в защите в расчетных по чувствительности условиях.

При трехфазных КЗ проверка $k_{\text{ч}}$ не производится; предполагается, что при трехфазном КЗ длительность предшествующей несимметрии (не менее 0,008 с) и кратность тока в реле достаточны для срабатывания устройства.

Выбор уставок устройства блокировки, когда ток $3/0$ используется в устройстве, производится аналогично с использованием характеристик срабатывания и специальных кривых чувствительности. Кривые чувствительности определяют кратности тока в измерительном органе блокировки (поляризованное реле) к току его срабатывания $I_p/I_{\text{ср}}$ в

зависимости от значений токов I_2 и $3I_0$ в защите при заданных уставках $I_{2уст}$ и $3I_{0уст}$. Подобные расчеты будут рассмотрены ниже при проверке уставок дифференциально-фазной защиты.

5. МАКСИМАЛЬНЫЕ ТОКОВЫЕ ЗАЩИТЫ ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ

5.1 Общие замечания

Для защиты электрических сетей с эффективно заземленной нейтралью от замыканий на землю применяют максимальные токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП). Эти защиты выполняются многоступенчатыми с органом направления мощности или без него. В качестве токового органа защиты используется реле типа РТ-40 (иногда реле РНТ-560), которое включается на выход фильтра тока нулевой последовательности. В качестве такого фильтра часто используется нулевой провод трансформаторов тока, соединенных по схеме полной звезды.

Для защиты сетей 110—750 кВ применяют трех- и четырехступенчатые ТЗНП в составе комбинированных панелей ЭПЗ 1636, ШДЭ 2801 или в виде отдельных панелей, например, типа ПДЭ 2002.

5.2 Расчет уставок срабатывания

1. Ток срабатывания отсечки первой ступени выбирается по следующим условиям:

а) Выполняется отстройка от максимального тока $3I_0$, протекающего через защиту при КЗ за выключателем смежного участка (на шинах приемной подстанции). Для получения максимального значения тока $3I_0$ отключают трансформаторы на шинах приемной подстанции, разрывают параллельные связи, питающие точку КЗ. Пример выполнения таких расчетных условий показан на рис. 1.11, а (точка К1). Так, в частности, для параллельных линий отключают и заземляют одну из них, что снижает сопротивление оставшейся линии.

б) Для параллельных линий отсечка первой ступени должна быть отстроена от каскадного отключения КЗ на параллельной линии, поскольку в этом случае, вследствие взаимоиндукции линий, точка КЗ как бы приближается к шинам подстанции, у которой произошло первоочередное отключение КЗ на параллельной линии, что увеличивает ток неповрежденной линии (рис. 1.11, б).

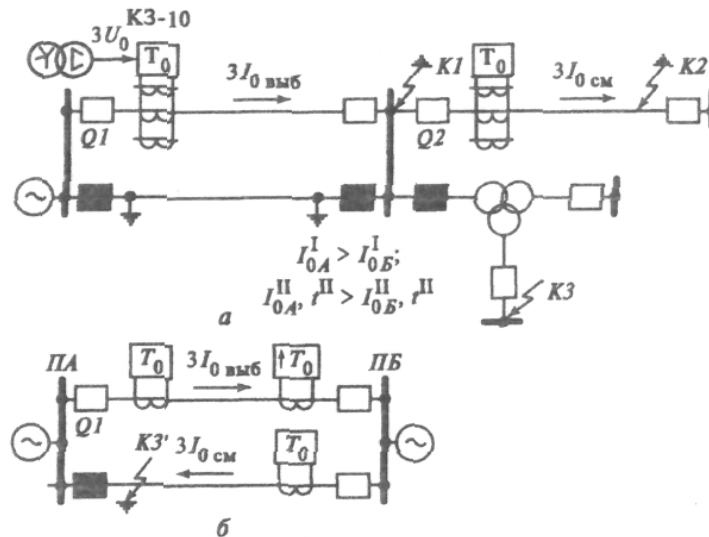


Рис. 1.11. Расчетные условия для выбора уставок МТЗ от замыканий на землю

а — согласование защит смежных линий; б — согласование параллельных линий в режиме каскадного отключения

Поскольку значение токов $3I_0$ зависит от вида КЗ (однофазное или двухфазное на землю), расчетным является тот вид замыкания, где ток $3I_0$ больше. Выбор расчетного вида КЗ производится в зависимости от соотношения сопротивлений прямой и нулевой последовательности, приведенных к рассматриваемой точке КЗ. При $x_{1\Sigma} > x_{0\Sigma}$ расчетным является двухфазное КЗ на землю, при $x_{1\Sigma} < x_{0\Sigma}$ — однофазное КЗ.

По наибольшему из полученных значений тока $3I_0$ определяют ток срабатывания отсечки первой ступени

$$I_{0\text{ с.з}}^I = k_3 3I_{0\text{ макс}}, \quad (31)$$

где k_3 — коэффициент запаса по избирательности, учитывающий погрешность реле, ошибки расчета, влияние апериодической слагающей и необходимый запас. При использовании реле типа РТ-40 для линий ПО—220 кВ $k_3 = 1,3$, для линий 330—750 кВ $k_3 = 1,4—1,5$.

в) Для линий с односторонним питанием ток срабатывания отсечки первой ступени также должен быть отстроен от тока небаланса при трехфазном КЗ за трансформатором приемной подстанции по формуле (34) и от броска намагничивания тока, возникающего при включении линии под напряжение совместно с трансформаторами (автотрансформаторами) с эффективно заземленной нейтралью (см. п. 2.3.4).

Отстройка первых ступеней от неполнофазного режима, возникающего при разновременном включении фаз выключателя, не производится, так как все комплектные защиты имеют на выходе промежуточное реле, обеспечивающее отстройку по времени.

2. Для решения вопроса о выполнении отсечки первой ступени с органом направления или без него производят сравнение токов срабатывания отсечек первых ступеней, установленных по концам защищаемой линии. Отсечка, ток срабатывания которой больше, выполняется ненаправленной, отсечка с меньшим током срабатывания — направленной (рис. 8, 6).

3. По кривым спада тока $3I_0$ по линии определяется зона, защищаемая отсечкой в максимальном и минимальном режимах. Отсечка считается удовлетворительной, если она защищает 20—25 % линии в максимальном режиме (или каскаде).

4. Ток срабатывания отсечки второй ступени выбирается по условиям согласования с отсечками первых (вторых) ступеней защит смежных линий

$$I_{0\text{ с.з}}^{\text{II}} = k_3 k_{\text{ток}} 3I_{0\text{ с.з.см}}^{\text{I(II)}}, \quad (32)$$

где $k_2 = 1,1$ — коэффициент запаса по избирательности согласуемых линий; $k_{\text{ток}} = 3I_{0\text{з.выб}}/3I_{0\text{з.см}}$ — коэффициент токораспределения, определяемый по

току $3I_0$ при однофазном замыкании в конце зоны действия той защиты, с которой производится согласование; $3I_{0\text{з.выб}}$ — ток $3I_0$, протекающий через ТТ защиты, для которой выбирается уставка; $3I_{0\text{з.см}}$ — ток $3I_0$, протекающий через ТТ защиты, с которой производится согласование; $I_{0\text{з.см}}^{(II)}$ — ток срабатывания первой или второй ступеней защиты смежной линии.

Определение коэффициента токораспределения для параллельных и кольцевых линий производится графически по кривым спада (рис. 9), в других случаях — по схеме замещения нулевой последовательности. Выбирая коэффициент токораспределения, следует рассматривать такие режимы, когда значение $k_{\text{ток}}$ максимально. При этом справедливы рекомендации по выбору режимов, указанные для отсечек первой ступени.

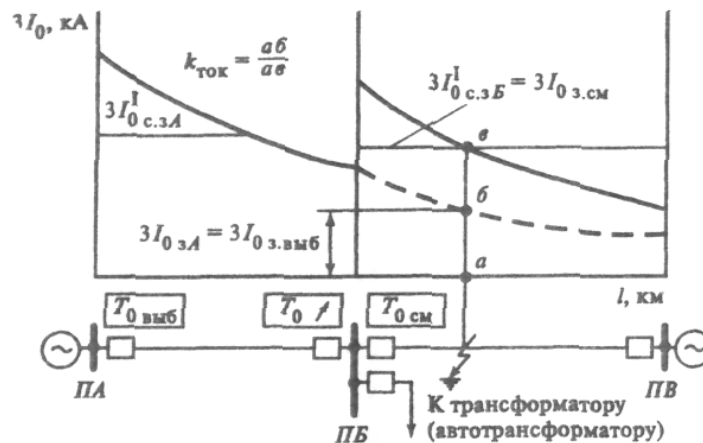


Рис. 1.12 – Графическое определение коэффициента токораспределения для согласования земляных защит

5. Применение органа направления мощности для отсечек вторых ступеней, установленных на концах A и B (рис.1.12) одной линии, определяется следующим образом. Если время и ток срабатывания отсечки на подстанции A соответственно больше времени и тока срабатывания отсечки подстанции B :

$$t_{\text{с.з.}A}^{\text{II}} > t_{\text{с.з.}B}^{\text{II}} \text{ и } I_{\text{с.з.}A}^{\text{II}} > I_{\text{с.з.}B}^{\text{II}},$$

то на подстанции A защита выполняется ненаправленной, а на подстанции B — направленной.

В остальных случаях обе защиты, как правило, принимаются направленными.

6. Выдержка времени отсечки второй ступени принимается на ступень селективности ($\Delta t = 0,5$ с) больше выдержек времени тех ступеней защит, от которых произведена отстройка.

При отстройке от защит нескольких линий в качестве расчетных принимаются наибольшие значения тока срабатывания и выдержки времени.

7. Чувствительность отсечки второй ступени проверяется при металлическом однофазном КЗ в конце защищаемой линии в минимальном режиме

$$k_{\text{ч}}^{\text{II}} = \frac{3 I_{0 \text{ к. мин}}}{I_{0 \text{ с.з}}^{\text{II}}} \geq 1,5. \quad (33)$$

Допускается уменьшение коэффициента чувствительности до 1,3 при наличии резервирования (третьей ступени), а также проверка условия $k_{\text{ч}}^{\text{II}}$ в каскаде при наличии защиты шин на приемной подстанции.

8. Ток срабатывания отсечки третьей ступени выбирается по условиям отстройки от вторых и третьих ступеней защит смежных линий (аналогично выбору второй ступени), а также по условиям отстройки от максимального тока небаланса при трехфазном КЗ за трансформатором приемной подстанции:

$$I_{0 \text{ с.з}}^{\text{III}} = k_{\text{з}} k_{\text{пер}} k_{\text{нб}} I_{\text{к. макс}}^{(3)}, \quad (34)$$

где $k_{\text{з}}$ — коэффициент запаса по избирательности;

$k_{\text{пер}}$ — коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме, принимается равным 2 при выдержке времени рассматриваемой ступени до 0,1 с; 1,5 — до 0,3 с; 1 — свыше 0,5—0,6 с;

$k_{\text{нб}}$ — коэффициент небаланса (соответствует относительной наибольшей погрешности с трансформаторов тока), зависит от кратности тока КЗ по отношению к номинальному току ТТ, принимается равным 0,05 — при кратности $I_{\text{к}}$ до $3 I_{\text{ном. ТТ}}$; 0,1 — при больших кратностях.

Ток срабатывания третьей ступени должен быть также отстроен от броска намагничивающего тока (см. п. 2.3.4).

9. Выдержка времени отсечки третьей ступени принимается на ступень селективности больше выдержек времени тех ступеней защит, от которых произведена отстройка.

Третьи ступени защит выполняются, как правило, с органом направления мощности.

10. Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при металлическом однофазном повреждении в конце смежного участка (в каскаде)

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{3I_{0\text{ мин}}}{I_{0\text{ с.з}}^{\text{III}}} \geq 1,2. \quad (35)$$

Если чувствительность третьей ступени окажется недостаточной или по условиям согласования защит требуется введение промежуточной ступени, то в этих случаях защита выполняется четырехступенчатой. Выбор уставок срабатывания четвертой ступени производится так же, как и для третьей ступени.

11. При расчете защит от замыканий на землю для участка сети первоначально рассчитываются уставки первых ступеней всех защит, а затем последовательно уставки вторых и третьих ступеней защит отдельных линий. Рассчитанные уставки наносятся на кривые спада тока $3I_0$, после чего строятся токовременные характеристики защит (см. § 8.4).

5.3 Особенности выбора уставок защиты на параллельных линиях

Для параллельных линий уставки защит со стороны одной подстанции (ПА или ПБ, рис. 8, б) одинаковы для каждой линии. При этом уставки первых ступеней защит от замыканий на землю получаются грубыми, так как расчетные условия выбора уставок утяжелены вследствие взаимоиндукции между линиями (см. п. 2.3.2 а).

При выборе уставок вторых ступеней наряду с согласованием с земляными защитами отходящих линий часто определяющим является случай согласования с защитой противоположного конца параллельной линии в режиме каскадного отключения КЗ (для защиты *ПА* согласование с защитой *ПБ* параллельной линии в режиме каскадного отключения КЗ у *ПА*, точка *КЗ'*, рис. 8, б). В этом режиме также вследствие взаимоиндукции коэффициент токораспределения $k_{ток} = 3I_{0пар}/3I_{0к}$ достигает 0,5—0,7, и условия согласования с защитой противоположного конца параллельной линии получаются неудовлетворительными

$$I_{0A}^{II} = k_3 k_{ток} I_{0B}^I = (0,6 - 0,8) I_{0B}^I.$$

Соответственно для защиты противоположного конца линии (каскадное отключение КЗ у шин *ПБ*) имеем

$$I_{0B}^{II} = k_3 k_{ток} I_{0A}^I = (0,6 - 0,8) I_{0A}^I,$$

т.е. уставки вторых ступеней не намного меньше уставок первых ступеней и не обеспечивают необходимой чувствительности.

Для обеспечения чувствительности и избирательности на одной из подстанций, связанных параллельными линиями, вводится промежуточная (вторая) ступень защиты, которая, не защищая всей линии, используется для согласования уставок защит. Эта промежуточная ступень устанавливается на стороне, где вторая грубая ступень имеет большую защищаемую зону (например, на *ПА*). После чего вторая ступень противоположного конца линии (на *ПБ*) согласуется с этой промежуточной ступенью и имеет соответственно большую выдержку времени.

В результате обычно на параллельных линиях защиты выполняются четырехступенчатыми, где третьи и четвертые ступени обеспечивают защиту своей и смежной линии соответственно.

5.4 Отстройка от броска намагничивающего тока

Бросок намагничивающего тока возникает на выходе фильтра токов нулевой последовательности при разновременном включении фаз выключателя линии, питающей трансформаторы (автотрансформаторы) с эффективно заземленной нейтралью. Различают однофазное, двухфазное и разновременное включения.

При однофазном включении (одна фаза включается раньше двух других, включающихся одновременно) в нейтрали трансформатора возникает однополярный бросок тока намагничивания.

При двухфазном включении (раньше одновременно включаются две фазы, а затем третья) в нейтрали трансформатора возникает периодический бросок намагничивающего тока.

Случай разновременного включения всех трех фаз, являющийся расчетным для группы однофазных трансформаторов.

Ток срабатывания защиты по условиям отстройки от броска намагничивающего тока при различных видах включения

$$I_{0 \text{ с.з}} = \frac{U_{\text{ном}} C_b^{(k)}}{\sqrt{3} x_{\text{расч}}}, \quad (36)$$

где $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение сети;

$C_b^{(k)}$ — коэффициент затухания броска тока при данном виде включения (к);

$x_{\text{расч}} = x_{\text{1сист}} + x_{\text{1л}} + x_{\text{т}}^{(1)}$ — расчетное сопротивление контура включения трансформатора, приведенное к напряжению сети.

Коэффициент затухания броска зависит от вида включения, марки стали трансформатора и отношения полного времени отключения соответствующей ступени защиты $t_{\text{с.з}}$ к расчетной постоянной времени $\tau_{\text{расч}}$ контура включения. На рис. 1.13 приведена зависимость коэффициента затухания броска тока намагничивания трансформатора от времени для холоднокатаной стали.

Расчетная постоянная времени зависит от соотношения результирующего активного и индуктивного сопротивлений контура включения $\tau_{\text{расч}} = x_{\text{расч}}/(\omega r_{\text{расч}})$. Для ориентировочных расчетов можно принимать с запасом для сети 110 кВ $\tau_{\text{расч}} = 125$ мс, для сети 220 кВ — $\tau_{\text{расч}} = 250$ мс.

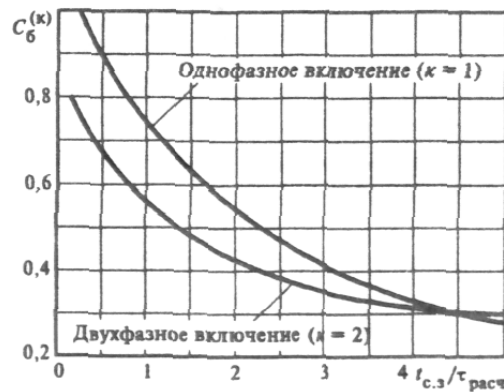


Рис. 1.13 – Зависимость затухания броска тока намагничивания трансформатора от времени

При использовании реле РТ-40 расчетным является однофазное включение, для реле РНТ-560 — двухфазное.

Расчетные сопротивления трансформаторов при однофазном включении со стороны 110 кВ для трансформаторов всех мощностей определяются по формулам:

$$\text{при } U_{\text{кВС}} > U_{\text{кВН}} \quad x_{\text{Т}}^{(1)} = 3,7 + U_{\text{к}};$$

$$\text{при } U_{\text{кВС}} < U_{\text{кВН}} \quad x_{\text{Т}}^{(1)} = (13,9 + U_{\text{к}})/1,38.$$

При включении со стороны 220 кВ относительное сопротивление зависит от типа оборудования:

$$x_{\text{Т}}^{(1)} = (12,7 + U_{\text{к}})/1,35;$$

трансформаторы мощностью до 63 МВА

$$x_{\text{Т}}^{(1)} = (21,7 + U_{\text{к}})/1,35;$$

трансформаторы мощностью 75—125 МВА

$$x_{\text{Т}}^{(1)} = (12,7 + U_{\text{к}})/1,3;$$

автотрансформаторы мощностью 32—63 МВА

автотрансформаторы мощностью 75—180 МВА $x_T^{(1)} = (25,7 + U_K)/1,31;$

автотрансформаторы мощностью 200—240 МВА $x_T^{(1)} = (35 + U_K)/1,28.$

6. ПРОЕКТИРОВАНИЕ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

6.1 Особенности построения и классификация защит

При проектировании релейной защиты электрических станций и подстанций в качестве основного оборудования рассматриваются синхронные генераторы, трансформаторы, автотрансформаторы, синхронные компенсаторы и мощные электродвигатели. На электрических станциях и подстанциях связь между этим оборудованием выполняется короткими участками шинопроводов и ошинок, а распределение и суммирование электроэнергии осуществляется на шинах различного напряжения.

Рассматриваемое оборудование характеризуется высокими концентрациями энергии в единице объема, напряженными режимами работы, не допускающими существенного отклонения от заданных параметров. Кроме того, электрические станции и подстанции являются узловыми точками энергосистемы, повреждения на которых характеризуются высокими значениями токов коротких замыканий, и поэтому ликвидация этих повреждений должна производиться без выдержки времени не только по условиям сокращения объема разрушений, но и по условиям сохранения устойчивости работы энергосистемы. Для локализации повреждений основное оборудование станций и подстанций обеспечивается в необходимом объеме коммутирующими устройствами и датчиками информации. Компактное расположение трансформаторов тока объектов позволяет выполнить быстродействующие защиты основного оборудования в виде продольных дифференциальных токовых защит. Для повышения

надежности зоны действия дифференциальных защит отдельных объектов (генераторов, трансформаторов, шин) взаимно перекрываются.

6.2 Классификация защит основного оборудования

1. В отличие от классификации защит электрических сетей в защитах основного оборудования электрических станций и подстанций необходимо указывать не только вид параметра, на который реагирует защита, но и часть объекта (статор или ротор генератора, обмотка, выводы, корпус трансформатора или автотрансформатора), для которого предназначена защита. Кроме того, защиты различаются не только по виду повреждения (междуфазные КЗ, однофазные КЗ, замыкания на землю), но и по характеру ненормального режима (асинхронный ход, качания, повышения напряжения, перегрузки).

2. По назначению в зависимости от ответственности и порядка действия защиты основного оборудования электрических станций и подстанций разделяют на основные, резервные и защиты, действующие на сигнал.

Основные защиты обеспечивают первоочередное отключение при повреждении на защищаемой части объекта или при режимах, которые могут привести к разрушению оборудования. Основные защиты действуют, как правило, без выдержки времени.

Резервные защиты действуют при отказе основных защит, реагируют на внешние КЗ и работают с выдержкой времени, определяемой условиями избирательности. Резервные защиты действуют при отказах выключателей или защит смежных участков (дальнее резервирование). Кроме того на электрических станциях и крупных подстанциях обязательно применение УРОВ, осуществляющих ближнее резервирование отказов выключателей.

Защиты, действующие на сигнал, информируют оперативный персонал об отклонениях в режимах работы оборудования от нормальных режимов.

Для основного оборудования электрических станций и подстанций разработаны типовые схемы [3, 17—20], содержащие основные, резервные и действующие на сигнал защиты. Число таких типовых схем весьма значительно, так как учитываются типы оборудования и схемы его включения. При учебном проектировании состав применяемых защит для систематичности изложения будет дан в рекомендательном плане, отражающем основные требования нормативных документов.

6.3 Исходные данные для проектирования

Защита основного оборудования выполняется с помощью комплексов релейной защиты, выполненных на базе электромеханических устройств и с применением микроэлектроники (статические реле защиты).

Начали применяться комплексы микропроцессорных защит генераторов, блоков генератор—трансформатор, трансформаторов, как правило, производства крупных зарубежных фирм (ABB, Siemens).

Электротехническая промышленность России серийно выпускает следующие виды реле и комплектных устройств для защиты основного оборудования:

реле тока типа РТ-40/Р для применения в схемах УРОВ;

реле тока типа РТ-40/Ф со встроенным фильтром основной частоты для защиты генераторов;

реле тока типа РТЗ-51 для применения в схемах защит от замыканий на землю синхронных генераторов, мощных электродвигателей;

реле тока обратной последовательности типов РТФ-8 и РТФ-9 (взамен РТФ-7) для защиты генераторов и трансформаторов при несимметричных КЗ и перегрузке токами обратной последовательности;

реле дифференциальные типов РНТ-565, РНТ-566 с промежуточным насыщающимся трансформатором для дифференциальных защит генераторов, трансформаторов и мощных электродвигателей;

реле дифференциальные типа РНТ-567 с промежуточным насыщающимся трансформатором для дифференциальных защит сборных шин и ошиновок;

реле дифференциальные типа ДЗТ-11 с промежуточным насыщающимся трансформатором с магнитным торможением для дифференциальных защит генераторов, трансформаторов, мощных электродвигателей;

реле напряжения типов РН-53(153) и РН-54(154) для использования в качестве измерительных органов, реагирующих на повышение (РН-53) и понижение (РН-54) напряжения;

реле напряжения типа РНН-57 со встроенным фильтром основной частоты для применения в схемах защит генераторов;

реле напряжения обратной последовательности типа РНФ-1М;

блок-реле типа КИВ-500Р входящим в состав устройства контроля состояния изоляции высоковольтных вводов напряжением 500 кВ;

блоки электрические типов БЭ 1101, БЭ 1102, БЭ 1103 для использования в защитах генераторов энергоблоков:

БЭ 1101 — для защиты генераторов при несимметричных КЗ и перегрузок токами обратной последовательности (взамен РТФ-6М); БЭ 1102 — для защиты ротора генератора от перегрузки током возбуждения;

БЭ 1103 — для защиты генератора от симметричных перегрузок обмотки статора;

блоки электрические типов БЭ 1104, БЭ 1105 для защиты цепей возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов от замыкания на землю в одной точке;

БЭ 1104 — блок контроля сопротивления изоляции; БЭ 1105 — блок частотного фильтра;

дифференциальные комплекты типов ДЗТ-21, ДЗТ-23 для защиты силовых трансформаторов и автотрансформаторов;

блок типа БРЭ (301 для защиты генераторов от замыкания на землю в обмотке статора генераторов энергоблоков, при этом:

блок исполнения БРЭ 1301.01 (ЗЗГ-11) предназначен для энергоблоков, в нейтрали обмотки статора которых установлен трансформатор напряжения или дугогасящий реактор; блок исполнения БРЭ 1301.02 (ЗЗГ-12) предназначен для энергоблоков с изолированной нейтралью;

блоки реле сопротивления типа БРЭ 2801 для использования в качестве пусковых или измерительных дистанционных органов в защите генераторов при междуфазных КЗ и асинхронного хода;

панель дистанционной защиты типа ПЭ 2105 для применения в качестве резервной защиты автотрансформаторов;

реле токовые типа РСТ 15 для использования в дифференциальных защитах генераторов и трансформаторов небольшой мощности и электродвигателей.

2. Исходные данные для расчета защит

Для расчета уставок защит основного оборудования станций и мил станций необходимы следующие исходные данные:

- 1) тип защищаемого оборудования, его характеристики и схема включения;
- 2) сопротивления прямой и нулевой последовательностей, применённые к питающей стороне объекта в максимальном и минимальном режимах;
- 3) места установки и типы коммутационной аппаратуры;
- 4) места установки и типы датчиков информации;
- 5) вид и напряжение источника оперативного тока.

6.4 Состав применяемых защит

Защиты генераторов, работающих на сборные шины

1. *Основные защиты.* Эти защиты реагируют на все виды повреждений генератора и действуют на отключение выключателя и автомата гашения поля (АГП). К основным защитами относятся:

- а) продольная дифференциальная токовая защита от междуфазных замыканий в обмотке статора;
- б) максимальная токовая защита (МТЗ) нулевой последовательности от замыканий на землю в обмотке статора;
- в) односистемная поперечная дифференциальная токовая защита от замыканий между витками одной фазы;
- г) защита от замыканий на землю в цепях возбуждения генератора;
- д) защита ротора от перегрузки;
- е) защита от повышения напряжения;
- ж) защита от асинхронного хода.

2. *Резервные защиты.* Эти защиты резервируют основные защиты генератора и реагируют на внешние КЗ, действуя на отключение с двумя выдержками времени: с первой выдержкой времени отключается выключатель, со второй — вводится АГП. Резервные защиты имеют несколько вариантов исполнения. Наиболее часто резервные защиты выполняются по одному из двух вариантов:

- а) МТЗ с комбинированным пуском по напряжению для генераторов мощностью до 30 МВт;
- б) МТЗ обратной последовательности с приставкой для действия при симметричных КЗ для генераторов мощностью 30 МВт и более.

3. *Защиты, действующие на сигнал.* К этим защитами относятся:

- а) МТЗ от перегрузки токами обратной последовательности;
- б) МТЗ от симметричной перегрузки.

Защиты трансформаторов и автотрансформаторов

1. *Основные защиты* реагируют на все виды повреждений трансформатора или автотрансформатора (в дальнейшем — объекта) и действуют на отключение выключателей со всех сторон без выдержки времени. К основным защитами относятся:

а) продольная дифференциальная токовая защита от всех видов замыканий на выводах и в обмотках сторон с заземленной нейтралью, а также от многофазных замыканий на выводах и в обмотках сторон; с изолированной нейтралью;

б) газовая защита от замыканий внутри кожуха объекта, сопровождающихся выделением газа, а также при резком понижении уровня масла;

в) дифференциальная токовая защита дополнительных элементов (добавочный трансформатор, синхронный компенсатор, участки ошиновки).

2. *Резервные защиты* резервируют основные защиты и реагируют на внешние КЗ, действуя на отключение с двумя выдержками времени: с первой выдержкой времени отключается выключатель одной из сторон низшего напряжения (обычно той, где установлена защита), со второй — все выключатели объекта. Резервные защиты от междуфазных повреждений имеют несколько вариантов исполнения:

а) МТЗ без пуска по напряжению;

б) МТЗ с комбинированным пуском по напряжению;

в) МТЗ обратной последовательности с приставкой для действия при симметричных КЗ;

г) дистанционные защиты автотрансформаторов.

Резервные защиты от замыканий на землю выполняются в виде МТЗ нулевой последовательности. Выбор варианта резервной защиты рассмотрен в § 6.5.

3. *Защиты, действующие на сигнал.* К этим защитами относятся:

а) защита напряжения нулевой последовательности от замыканий на землю на стороне низшего напряжения (НН), работающей в режиме с изолированной нейтралью; эта защита применяется при наличии синхронного компенсатора или, когда возможна работа с отключенным выключателем на стороне низшего напряжения;

б) МТЗ от симметричного перегруза для трансформаторов с односторонним питанием устанавливается только со стороны питания (если одна из обмоток имеет мощность 60 %, то защита от перегруза устанавливается и на этой стороне), для автотрансформаторов и трехобмоточных трансформаторов с двухсторонним питанием защита от перегруза устанавливается на каждой стороне объекта, а для автотрансформаторов еще и на стороне нулевого вывода общей части обмотки; защита выполняется с токовым реле в одной фазе и независимой выдержкой времени, действующей на сигнал. Уставки выбираются так же, как и для генератора при симметричном перегрузе;

в) газовая защита, действующая на сигнал при медленном выделении газа.

4. Защиты блоков генератор-трансформатор и генератор-автотрансформатор

1. *Основные защиты* реагируют на все виды повреждений энергоблока и действуют на отключение всех выключателей энергоблока и ввод АГП. Для энергоблоков мощностью 150 МВт и выше одновременно даются команды на останов турбины и гашение котла. В качестве основных защит могут быть применены:

а) отдельная продольная дифференциальная токовая защита генератора от междофазных повреждений в обмотке статора;

б) продольная дифференциальная токовая защита трансформатора от всех видов замыканий на выводах и в обмотках с эффективнозаземленной нейтралью, а также от междофазных замыканий на выводах и в обмотках с изолированной нейтралью;

в) общая продольная дифференциальная токовая защита энергоблока от всех видов замыканий на выводах и обмотках с эффективнозаземленной нейтралью, а также от междофазных замыканий на выводах и в обмотках с изолированной нейтралью трансформаторов и в обмотках статора

генераторов; для энергоблоков мощностью свыше 150 МВт эта защита может применяться в качестве резервной к защитам подп. а и б;

г) односистемная поперечная дифференциальная токовая защита статора генератора от замыканий между витками одной фазы;

д) газовая защита от замыканий внутри кожуха трансформатора или автотрансформатора, сопровождающихся выделением газа, а также при резком понижении уровня масла;

е) продольная дифференциальная токовая защита ошиновки стороны ВН от всех видов КЗ на выводах и ошиновке при напряжении 330—500 кВ;

ж) защита от повышения напряжения генератора с токовой блокировкой, которая устанавливается на энергоблоках мощностью 150 МВт и выше;

з) защита от замыканий на землю в обмотке статора;

и) защита от асинхронного хода;

к) защита от перегрузки ротора;

л) защита от повреждений вводов 500 и 750 кВ трансформаторов и автотрансформаторов.

2. *Резервные защиты* обычно резервируют основные защиты энергоблока и реагируют на внешние КЗ, действуя на отключение с двумя выдержками времени: с первой выдержкой времени отключаются выключатели энергоблока с одновременным переводом тепловой части энергоблока в режим холостого хода; со второй выдержкой времени вводится АГП, производится останов турбины и гашение котла. В качестве резервных защит применяются:

а) токовая защита обратной последовательности для действия при несимметричных КЗ и несимметричном перегрузе генератора;

б) дистанционная защита для действия при междуфазных КЗ;

в) МТЗ нулевой последовательности от замыканий на землю на сторонах с глухозаземлённой нейтралью (может выполняться направленной).

3. *Защиты, действующие на сигнал.* К этим защита относятся:

- а) МТЗ генератора от перегрузки токами обратной последовательности;
- б) МТЗ от симметричной перегрузки блока; выполняется так же, как II защита генератора от симметричного перегруза;
- в) защита от замыканий на землю в цепях возбуждения генератора;
- г) защита максимального напряжения нулевой последовательности от замыканий на землю на генераторной стороне энергоблока;
- д) газовая защита, действующая на сигнал при медленном выделении газа.

7. ЗАЩИТА ГЕНЕРАТОРОВ

7.1 Продольная дифференциальная токовая защита от междофазных повреждений в обмотке статора

1. Основные условия выбора типов защит

Эти условия определяют расчетные режимы и требования, предъявляемые к защите в зависимости от параметров генераторов.

Для выбора тока срабатывания защиты по условиям отстройки от тока небаланса при внешних КЗ рассматривается трехфазное КЗ на шинах генераторного напряжения. (Иногда в качестве расчетного рекомендуется режим несинхронного включения генератора [3], однако такое включение генератора практически не применяется). Чувствительность защиты проверяется при двухфазном КЗ на выводах генератора в режиме его опробования.

Ток срабатывания защиты согласуется с номинальным током генератора в зависимости от его мощности.

При мощности генератора до 50 МВт на практике [1] используется схема дифференциальной защиты с применением токового реле РТ-40 и добавочного сопротивления 10 Ом в дифференциальной цепи защиты. При новых проектных решениях рекомендуется реле типа РНТ-560.

При мощности генератора до 100 МВт используются дифференциальные реле типа РНТ-560, рекомендуется для повышения чувствительности защиты принимать уставку срабатывания от 0,5 до 0,6 номинального тока генератора ($I_{сзг} = (0,5—0,6)I_{г.ном}$). Для исключения ложного срабатывания защиты при обрыве в ее токовых цепях (если это возможно в особых условиях эксплуатации и при обеспечении необходимой чувствительности) ток срабатывания может быть увеличен до $I_{сзг} = (1,3-1,4)I_{г.ном}$

Для генераторов с форсированным охлаждением мощностью свыше 100 МВт рекомендуется снижать ток срабатывания защиты до $0,1I_{г.ном}$.

С этой целью в схеме дифференциальной защиты используется реле с магнитным торможением типа ДЗТ-11.

Включение тормозной обмотки целесообразно производить со стороны выключателя генератора.

2. Расчет уставок срабатывания защиты и реле

Расчет уставок срабатывания защиты целесообразно выполнять в именованных единицах, приведенных к той ступени напряжения, для которой выполнялись расчеты токов короткого замыкания.

1. Ток срабатывания защиты выбирается по двум расчетным условиям:

а) отстройка от тока небаланса дифференциальной защиты, возникающего при внешних КЗ:

$$I_{сз} \geq k_z I_{нб.расч} \quad (1)$$

$$I_{нб.расч} = k_{пер} k_{одн} \varepsilon I_{к.макс}^{(3)}$$

где $k_z = 1,3$ — коэффициент запаса по избирательности для реле РНТ-560; $A = 1,0$ — коэффициент, учитывающий влияние апериодической составляющей при переходном процессе КЗ, для реле РНТ-560 и ДЗТ-11; k_n — коэффициент однотипности трансформаторов тока (ТТ), принимаемый для однотипных ТТ равным 0,5 и для разнотипных — 1,0; $\varepsilon = 0,1$ — относительная наибольшая полная погрешность ТТ, соответствующая току кмагничивания в установившемся режиме КЗ.

Ток генератора при внешнем трехфазном КЗ может быть определен по выражению

$$I_{\text{к макс}}^{(3)} = U_{\text{ср.ном}} / (\sqrt{3} x_{\text{г.ср.ном}}), \quad (2)$$

где $x_{\text{г.ср.ном}}$ — сверхпереходное сопротивление генератора, приведенное к расчетному напряжению $U_{\text{ср.ном}}$;

б) согласование с номинальным током генератора

$$I_{\text{с.з}} \geq k_{\text{с}} I_{\text{г.ср.ном}}, \quad (3)$$

где $k_{\text{с}}$ — коэффициент согласования, выбирается в соответствии с рекомендациями п. 5.1.1 из основных условий выбора защиты; $I_{\text{г.ср.ном}}$ — номинальный ток генератора, приведенный к расчетному напряжению

верном
Ток срабатывания защиты выбирается по большему из значений, найденных по выражениям (1) и (3). Для генераторов мощностью свыше 100 МВт ток срабатывания защиты принимается по условию «1б»

($I_{\text{с.з}} = 0,1 I_{\text{г.ср.ном}}$), а отстройка от условия «1а» обеспечивается соответствующим выбором числа витков тормозной обмотки реле ДЗТ-11.

2. Ток срабатывания реле определяется по найденному току срабатывания защиты:

$$I_{\text{с.р}} = \frac{I_{\text{с.з}} U_{\text{ср.ном}} / U_{\text{г.ном}}}{K_{\text{л.г}}}, \quad (4)$$

где $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение генератора; $K_{\text{л.г}}$ — коэффициент трансформации ТТ генератора, выбирается по номинальному току генератора.

3. Для реле типов РНТ-560 и ДЗТ-11 расчетное число витков рабочей обмотки

$$w_{\text{расч}} = F_{\text{с.р}} / I_{\text{с.р}}, \quad (5)$$

где $F = 100 \text{ А}$ — магнитодвижущая сила (МДС) срабатывания реле РНТ-560 и ДЗТ-П (при отсутствии торможения). Если расчетное число витков оказывается дробным, то к установке на реле принимается бли-

жайшее меньшее целое значение, а затем последовательно по уравнениям (5) и (4) уточняется ток срабатывания реле и ток срабатывания защиты. Практически при использовании реле ДЗТ-11/5 число витков рабочей обмотки принимается наибольшим и равным 144.

4. При использовании реле ДЗТ-11 число витков тормозной обмотки принимается по выражению:

$$w_{\text{торм}} = \frac{k_3 I_{\text{нб.расч}}}{I_{\text{к.макс}}^{(3)}} \frac{w_{\text{раб}}}{\text{tg } \alpha}, \quad (6)$$

где $k_3 = 1,5$ — коэффициент запаса по избирательности реле ДЗТ; $\text{tg } \alpha = 0,75$ — тангенс угла наклона к оси абсцисс касательной к расчетной по избирательности тормозной характеристике реле ДЗТ-11 (при $F > 150$ А). Если число витков тормозной обмотки оказывается дробным, то принимается ближайшее большее целое число витков.

5. Чувствительность защиты может быть определена как по первичным токам при КЗ на выводах генератора

$$k_{\text{ч}} = I_{\text{р.к}} w_{\text{раб}} / F_{\text{ср}} \geq 2,0,$$

так и по вторичным токам в реле

$$k_{\text{ч}} = I_{\text{к}}^{(2)} / I_{\text{с.з}} \geq 2,0,$$

где $I_{\text{к}}$ определяется по значению $I_{\text{к}}^{(2)}$ в соответствии с выражением (4).

7.2 Поперечная дифференциальная токовая защита

Односистемная поперечная дифференциальная защита применяется при выполнении обмотки статора генератора в виде двойной звезды и действует при межвитковых замыканиях в обмотке статора. Трансформаторы тока защиты устанавливаются в цепи, соединяющей нейтрали звезд. Ко

вторичной обмотке ТТ подключается токовое реле типа РТ-40/Ф, отстроенное от токов третьих и высших гармоник.

Ток срабатывания защиты выбирается из условия отстройки от тока небаланса, обусловленного неравенством ЭДС параллельных ветвей и искажением формы кривой фазных ЭДС генератора. Наличие фильтра в реле позволяет выбирать ток срабатывания защиты по формуле:

$$I_{с.з} = (0,2 - 0,3) I_{г.ном}.$$

Учитывая отсутствие тока в нейтрали, в нормальном режиме коэффициент

трансформации ТТ выбирается по условию

$$K_I = 0,25 I_{г.ном} / S.$$

Чувствительность защиты зависит от числа замкнувшихся витков и при выборе уставок не оценивается. Защита действует на отключение генератора без выдержки времени.

7.3 Защита от замыканий на землю в обмотке статора

1. Особенности выполнения защиты

Эти защиты выполняются на основе применения трансформаторов тока нулевой последовательности шинного (ТНПШ) или кабельного типов. У ТНПШ применяется подмагничивание сердечника переменным током для повышения чувствительности. Схема защиты (рис. 5.1, а) содержит трансформатор тока ТА1 типа ТНПШ, в токовую цепь которого включены реле КАТ и KAZ. Реле КАТ типа РНТ-560 действует без выдержки времени при двойных замыканиях на землю. Реле KAZ типа РТЗ-51 действует с выдержкой времени при замыканиях на землю и блокируется с помощью реле КА при междуфазных КЗ.

Так как магнитопровод ТНПШ охватывает все три шины генератора, его длина во много раз превышает длину магнитопровода обычного ТТ. Это приводит к увеличению тока намагничивания, снижению в несколько раз

параллельного сопротивления ветви намагничивания и в целом, увеличению погрешности трансформатора тока. Поэтому соотношение между первичным I_{Π} и вторичным I_{III} токами ТНПШ обусловлено не только коэффициентом трансформации по виткам первичной и вторичной обмоток $Kj = w_B/w_n = w_B$ при ($w_n = 1$), но и с учетом отсоса тока в ветвь намагничивания $p_{отс} = (z_{\cdot} + z_{НаМ})/z_{НОМ}$ (рис. 5.1, б)

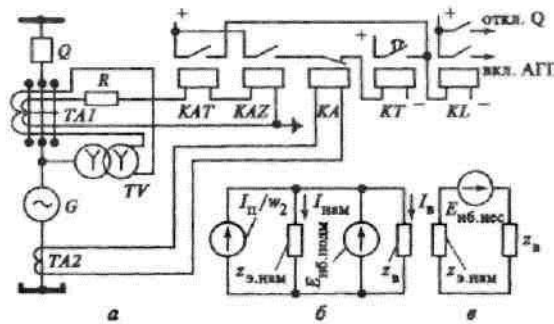


Рис. 5.1. Принципиальная схема (а) и схемы замещения (б, в) токовой цепи ТНПШ

$$I_{\Pi} = w_B n_{отс} I_{\text{в}} \quad (1)$$

Для ТНПШ различных типов $z_{\text{знам}} = 10 \text{ Ом}$, и $w_B = 39$ витков. Кроме того, у ТНПШ во вторичной цепи появляются дополнительные составляющие тока небаланса, обусловленные неполной компенсацией ЭДС от обмоток подмагничивания $E_{\text{нб.подм}}$ ЭДС $E_{\text{нб.нес}}$ возникающей из-за несимметричного расположения фазных шин в окне ТНПШ. Первая ЭДС определяется конструктивным выполнением и для ТНПШ различных типов может быть принята $E_{\text{нб.подм}} = 0,1 \text{ В}$. Вторая ЭДС небаланса зависит от конструкции и первичного тока. Для ТНПШ типов 1, 2, 3, 3у с номинальными токами 1,75; 3,0; 4,5 и 7,5 кА ЭДС $E_{\text{нб.нес}}$ составляет соответственно 0,06; 0,085; 0,1; 0,15 В.

2. Расчет уставок срабатывания защиты и реле

Выбор параметров срабатывания защиты не связан с расчетом токов короткого замыкания, и поэтому расчет уставок выполняется для номинальных параметров генератора по первичным и вторичным цепям.

1. Ток срабатывания блокирующего реле $KА$ отстраивается от номинального тока генератора

$$I_{с. бл} = (k_3 / k_в) I_{г. ном}, \quad (2)$$

где $k_3 = 1,2$ — коэффициент запаса по избирательности; $k_в = 0,85$ — коэффициент возврата реле.

2. Ток небаланса, приведенный ко вторичной цепи, определяется с учетом схем замещения (рис. 5.1, б, в):

$$I_{нб. в} = \frac{k_{бл} E_{нб. нес}}{z_{э. ном} + z_в} + \frac{E_{нб. подм}}{z_в}, \quad (3)$$

Для уменьшения тока небаланса в режиме отсутствия намагничивания (обрыв проводов), когда во вторичную цепь включено дополнительное сопротивление R для того, чтобы $z_в \sim \Gamma_{э. нам}$. При использовании реле РНТ-565 и РТЗ-51 их суммарное активное сопротивление около 1 Ом, а $R = 9$ Ом.

3. Ток небаланса, приведенный к первичной цепи, находится в соответствии с уравнением (3)

$$I_{нб. п} = w_в n_{отс} I_{нб. в}.$$

4. Емкостный ток генератора в установившемся режиме при замыкании одной фазы сети на землю

$$I_{гс} = 3 \omega C_{г} U_{г. ном} / \sqrt{3},$$

где $C_{г}$ — емкость обмотки статора по отношению к земле, Ф; $U_{г. ном}$ — в вольтах.

В значение $I_{гс}$ и $C_{г}$ для некоторых типов турбогенераторов приведены в табл. 1.

Таблица 1 Параметры турбогенераторов и величины /г с

Тип турбогенератора	Номинальное	Утроенная емкость обмотки	Емкостный
ТВС-32	6,3	0,54	0,6
ТВС-32	10,5	0,54	1,0
ТВф-63-2	6,3	0,52	0,5
ТВФ-63-2	10,5	0,61	1,1
ТВФ-120-	10,5	0,72	1,3
ТВВ-160-	18	0,462	1,5

5. Ток срабатывания защиты, действующей при однофазных замыканиях, отстраивается от броска емкостного тока генератора и тока небаланса ТНПШ:

$$I_{с.з. KAZ} = k_3 (k_{пер} I_{Г.С} + k'_3 I_{нб.п}), \quad (4)$$

где $k_3 = 1,3$ — коэффициент запаса по избирательности; $k_{пер} = 2$ — коэффициент переходного процесса, обусловленного броском емкостного тока, при $I_{с.з.} > 1$ с $k_{пер} = 1,0$ — коэффициент запаса на погрешность расчета тока небаланса.

6. Ток срабатывания реле защиты от однофазных замыканий определяется в соответствии с уравнением (5.8)

$$I_{с.р. KAZ} = I_{с.з. KAZ} / (w_B n_{отс}).$$

Полученное значение тока срабатывания реле должно находиться в пределах диапазона уставок реле РТЗ-51, равном 0,02—0,12 А. Заметим, что уменьшение или увеличение тока срабатывания может быть достигнуто соответственно увеличением или снижением сопротивления R .

7.4 Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению

Эта защита предназначена в качестве резервной от междуфазных повреждений генератора и применяется при мощности генератора до 50 МВт. Защита состоит из трех токовых реле, включенных на фазные токи и двух блокирующих реле напряжения, включенных на междуфазное напряжение и напряжение обратной последовательности.

1. Ток срабатывания защиты выбирается из условия отстройки от номинального тока генератора

$$I_{с.з.} = (k_3 / k_B) I_{Г.ном}, \quad (5)$$

где $\kappa_z = 1,1—1,2$ — коэффициент запаса по избирательности; $\kappa_\theta = 0,8$ — коэффициент возврата токового реле РТ-40.

При выполнении курсового проекта все расчеты удобно вести для токов, приведенных к расчетной ступени напряжения:

$$I_{сз} = (k_z / k_\theta) I_{г.ср.ном} \quad (6)$$

2. Уставка срабатывания блокирующего реле, включенного на междуфазное напряжение, отстраивается от минимального рабочего напряжения:

$$U_{сз} = k_z U_{раб.мин}$$

где $\kappa_z = 0,6$ — коэффициент запаса по избирательности для минимальной защиты

$$U_{раб.мин} = 0,9 U_{ном.эксп}$$

3. Уставка срабатывания блокирующего реле, включенного на напряжение обратной последовательности, отстраивается от напряжения небаланса $\sqrt{2}U_{2нб}$ нормального режима и может быть выбрана по формуле

$$U_{2сз} = k_z U_{2нб}$$

где $\kappa_z = 1,2$ — коэффициент запаса по избирательности для максимальной защиты.

Практически удобно воспользоваться приближенной формулой

$$U_{2сз} = 0,06 U_{г.ном}$$

где $U_{г.ном}$ — междуфазное номинальное напряжение генератора.

4. Чувствительность защиты проверяется при КЗ в конце смежного участка (точка К2, рис. 5.2).

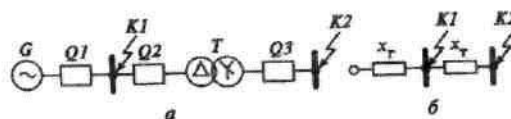


Рис. 5.2. Поясняющая схема (а) и схема замещения (б) к расчету резервной защиты генератора

а) Для токового органа коэффициент чувствительности может быть определен упрощенно — по двухфазному КЗ за трансформатором

$$k_{чI} = I_{к.мин(K2)}^{(2)} / I_{с.з} \geq 1,2.$$

б) Для органа блокировки по напряжению при симметричных повреждениях коэффициент чувствительности проверяется при трехфазных КЗ за трансформатором

$$k_{чU_1} = U_{с.з} / U_{к.макс} \geq 1,2,$$

в) Для органа блокировки по напряжению при несимметричных повреждениях коэффициент чувствительности проверяется при двухфазном КЗ за трансформатором (точка К2, рис. 2)

$$k_{чU_2} = U_{2з.мин} / U_{с.з} \geq 1,5,$$

Если чувствительность блокировки по напряжению оказывается недостаточной, то реле напряжения следует присоединять к трансформаторам напряжения тех шин, где чувствительность оказывается недостаточной.

5. Ток срабатывания сигнального органа защиты выбирается из условия отстройки от номинального тока генератора

$$I_{сигн} = (k_3 / k_g) I_{г.ном},$$

где $K_3 = 1,05$ — коэффициент запаса по избирательности; $k_g = 0,85$ — коэффициент возврата реле.

Напомним, что при определении коэффициентов чувствительности расчетные параметры должны быть приведены к одной и той же ступени напряжения.

6. Выдержка времени сигнального органа отстраивается от времени действия резервных защит сети.

7.5 Максимальная токовая защита обратной последовательности с приставкой для действия при симметричных КЗ

1. Особенности выполнения защиты

Эта защита предназначается в качестве резервной от междупазных повреждений и защищает ротор генератора от перегрева токами обратной последовательности.

Выбор типа защиты зависит от параметров генератора и схемы его присоединения. Для генераторов, работающих на сборные шины мощностью от 30 до 50 МВт включительно используется фильтр-реле типа РТФ-9 (взамен ранее выпускающихся фильтр-реле РТФ-7). Фильтр-реле типа РТФ-9 имеет два реагирующих органа: отсечку с током срабатывания $(0,4—1,6)I_{\text{ном}}$ и сигнальный орган с током срабатывания $(0,04—0,16)I_{\text{ном}}$. Для турбогенераторов большей мощности, обычно работающих в блоке с трансформатором (автотрансформатором), применяются токовые защиты обратной последовательности с зависимой от тока выдержкой времени, рассмотренные в п. 7.3.3.

Допустимый перегрев ротора токами обратной последовательности характеризуется тепловой постоянной A генератора, численно равной

Таблица 3. Значение тепловой постоянной A для некоторых типов генераторов и гидрогенераторов

Тип	Охлаждение	Тепловая постоянная
Турбогенератор	Косве	29
Турбогенератор	То же	20
Турбогенератор	Непос	15
Турбогенераторы	То же	8
ТВВ-320-2 без успокоительных обмоток	»	5
Турбогенераторы ТВ В-1000-4, ТВВ-	в	6
Гидрогенераторы	Косве	40
Гидрогенераторы	Непос	20

допустимому времени работы генератора с током обратной последовательности, равным номинальному току статора генератора. Значения постоянной A для некоторых типов генераторов приведены в табл.3.

Для действия при симметричных КЗ токовая защита обратной последовательности дополняется приставкой, состоящей из двух реле: токового

реле, включенного на ток фазы, и реле напряжения, включенного на междуфазное напряжение.

2. Расчет уставок срабатывания

1. Ток срабатывания органа защиты, действующего на отключение, определяется тепловой постоянной A генератора и допустимым временем устранения ненормального режима $I_{\text{доп}} = 120$ с:

$$I_{2\text{сз}} = \sqrt{A/t_{\text{доп}}} I_{\text{г.ном}}$$

Обычно можно принять $I_{2\text{сз}} = (0,4 \text{ — } 0,5) I_{\text{г.ном}}$.

2. Чувствительность защиты проверяется при двухфазном КЗ в конце зоны резервирования, т.е. при КЗ на шинах среднего или высшего напряжения станции:

$$k_{\text{чз}} = I_2^{(2)} / I_{2\text{сз}} \geq 2.$$

3. Выбор параметров приставки, действующей при симметричных КЗ, производится так же, как и для МТЗ с блокировкой по напряжению.

4. Ток срабатывания сигнального органа защиты выбирается из условия отстройки от тока небаланса фильтр-реле и может определяться как

$$I_{2\text{сигн}} = 0,1 I_{\text{г.ном}}$$

8. ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА

Дифференциальные защиты типа ДЗТ-21 предназначены для использования в качестве основной защиты силовых трансформаторов, автотрансформаторов и блоков генератор-трансформатор, генератор-автотрансформатор при всех видах КЗ.

Исполнение защиты трехфазное с общим выходом трех фаз у ДЗТ-21 и пофазным выходом у ДЗТ-23, позволяющим ее использование в качестве основной защиты группы однофазных силовых трансформаторов или автотрансформаторов.

Использование в защите новых принципов отстройки от бросков намагничивающего тока силовых трансформаторов (автотрансформаторов) и

переходных токов небаланса в сочетании с использованием торможения от токов плеч защиты для отстройки от установившихся и переходных токов небаланса позволяет снизить минимальную уставку по току срабатывания защиты до $0,3 I_{ном}$ трансформатора. Такая чувствительность обеспечивает выполнение пункта III-2-21-4 ПУЭ [15] для трансформаторов и автотрансформаторов и блоков генератор-трансформатор любой мощности.

Использование полупроводниковой элементной базы позволило кроме увеличения чувствительности в ряде случаев уменьшить потребляемую защитой мощность по цепям переменного и постоянного тока и повысить быстродействие по сравнению с широко применяемыми в настоящее время дифференциальными защитами на электромеханических реле типов РНТ-560 и ДЗТ-11.

Специальное выполнение входных цепей по переменному току обеспечивает правильную работу защиты при погрешности трансформаторов тока до 40%. С учетом низкой потребляемой мощности в цепях переменного тока это может при необходимости облегчить выбор трансформаторов тока для дифференциальной защиты типа ДЗТ-21 (ДЗТ-23) по кривым предельных кратностей.

Защита типа ДЗТ-21 предназначена для работы при питании ее от сети постоянного оперативного тока напряжением 220 или 110В и от блоков питания с номинальным выходным напряжением выпрямленного тока 110В.

Защита ДЗТ-20 обеспечивают торможение ("процентное") от арифметической полусуммы фазных токов двух групп трансформаторов тока. При необходимости иметь торможение от трех или четырех групп трансформаторов тока используются одна или две трехфазные приставки дополнительного торможения типа ПТ-1, которые должны поставляться комплектно с защитой (не более 2 шт.).

Защита ДЗТ-20 выполнена на вторичный номинальный ток 5 А.

Защита ДЗТ-20, приставки дополнительного торможения и выравнивающие автотрансформаторы выполняются для нужд народного хозяйства

и на экспорт в страны с умеренным климатом в исполнении УЗ, для стран с тропическим климатом — ТЗ.

Регулирование минимального тока срабатывания защиты (при отсутствии торможения) осуществляется в пределах от 0,3 до 0,7 номинального тока ответвления (например, от 1,5 до 3,5 А при номинальном токе ответвления 5 А).

Номинальные токи ответвления (кроме основного) определяются из условия, что при подведении этого тока к соответствующему ответвлению он создает такую же магнитодвижущую силу, как и при подведении номинального тока к ответвлению, принятому за основное.

Коэффициент возврата защиты составляет не менее 0,6.

Защита на минимальной установке по току срабатывания ($0,3 I_{отв, ном}$) обеспечивает отстройку от бросков намагничивающего тока с аperiodической составляющей и амплитудой, превышающей амплитуду номинального тока ответвления в 6—8 раз.

Защита на минимальной уставке по току срабатывания ($0,3 I_{отв, ном}$) обеспечивает отстройку от периодических токов включения с амплитудой, превышающей амплитуду номинального тока ответвления до 2 раз.

Время срабатывания при двухкратном токе срабатывания и отсутствии торможения составляет не более 0,033 с без выходного реле и не более 0,045 с — с выходным реле.

Схема входных цепей защиты обеспечивает выравнивание действия токов плеч для дифференциальной цепи в диапазоне токов от 2,5 До 5 А.

Максимальная погрешность выравнивания для дифференциальной цепи защиты при неиспользовании выравнивающих автотрансформаторов в диапазоне 5—2,5 А не превышает 10% (при выравнивании токов двух сторон).

.Выравнивающие автотрансформаторы допускают длительное протекание тока, равного трем номинальным токам ответвлений, но не менее 1,2 и не более 10 А.

Дифференциальные и тормозные цепи защиты, а также тормозная приставка выдерживают длительное протекание тока 10 А на всех ответвлениях.

Односекундная термическая стойкость защиты, тормозной приставки и выравнивающих автотрансформаторов составляет не менее сорокакратного номинального тока ответвления, но не менее 20 и не более 200 А.

Токовая погрешность выравнивающих автотрансформаторов не превышает 5% при двадцатикратном токе ответвления и подключении цепей защиты ко вторичной обмотке выравнивающих автотрансформаторов.

Принцип действия и устройство защиты типа дзт-20

Отстройка защиты ДЗТ-20 от бросков тока намагничивания. Бросок тока намагничивания возникает в трансформаторе при включении его под напряжением или при восстановлении напряжения при отключении внешнего КЗ. В защите ДЗТ-20 принцип отстройки от броска тока намагничивания основан на одновременном использовании двух характерных свойств этого тока — наличия в нем в течение каждого периода значительных бестоковых пауз и второй гармонической слагающей. По наличию этих признаков и осуществляется блокирование защиты от броска тока намагничивания в защите ДЗТ-20.

Поэтому в защите ДЗТ-20 применен комбинированный метод блокирования защиты при проявлении в кривой тока пауз заданной длительности в сочетании с торможением во второй гармонике дифференциального тока. Благодаря такому сочетанию обеспечиваются высокие чувствительность и быстродействие защиты.

Пример 1. Расчет защиты ДЗТ-21.

Таблица 8. 1 – Расчет защиты ДЗТ-21

	Наименование и метод определения	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны		
			110 кВ	35 кВ	10 кВ
1	2	3	4	5	6
	Первичные токи на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующие его проходной мощности, А	$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ.прох}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}$	$\frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52$	$\frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 156$	$\frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 524$
	Коэффициент трансформации трансформаторов тока	K_I	300/5	300/5	800/5
	Соединение трансформаторов тока		Δ	Δ	Y
	Вторичные токи в плечах защиты, соответствующие проходной мощности защищаемого трансформатора, А	$I_{\text{НОМ.В}} = \frac{I_{\text{НОМ}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K}$	$\frac{52 \cdot \sqrt{3}}{300/5} = 1,5$	$\frac{156 \cdot \sqrt{3}}{300/5} = 4,5$	$\frac{524 \cdot 1}{800/5} = 3,27$
	Номинальный ток принятого ответвления трансреактора реле на основной стороне, А	По (5.4) /18/ $I_{\text{отв.ном.осн}} < I_{\text{ном.в.осн}}$	2,5	-	-

Продолжение таблицы 8. 1

	2	3	4	5	6
	Расчетный ток ответвления автотрансформаторов тока на неосновных сторонах, А	$I_{\text{отв.расч.неосн.}} =$ $= I_{\text{ном.в.неосн.}} \cdot$ $\cdot \frac{I_{\text{отв.ном.осн.}}}{I_{\text{ном.в.осн.}}}$	-	$4,5 \cdot \frac{2,5}{1,5} = 7,5$	$3,27 \cdot \frac{2,5}{1,5} = 5,45$
	Тип автотрансформаторов тока, включаемых в плечо защиты	По табл. П5.4 /18/	-	АТ-32	АТ-32
	Номинальный ток используемого ответвления автотрансформаторов тока к которому подводиться вторичные токи в плечах защиты, А	По табл. П5.4 /18/	-	7,51	5,47
	Номер используемого ответвления автотрансформатора тока, к которому подводятся вторичные токи в плечах защиты	По табл. П5.4 /18/	-	1-6	1-5
	Номер используемого ответвления автотрансформаторов тока, к которому подключается реле	По табл. П5.4 /18/	-	1-4	1-4
	Номинальный ток используемого ответвления автотрансформаторов тока, к которому подключается реле, А	По табл. П5.4 /18/	-	3,63	4,25

Продолжение таблицы 8. 1

2	Номинальный ток принятого ответвления транс реактора реле на неосновных сторонах	По табл. П5.4 /18/	-	3,63	4,25
3	Номер используемого ответвления трансреактора реле	По табл. П5.4 /18/	2	5	3
4	Расчетный ток ответвления промежуточных трансформаторов тока цепи торможения реле, А	$I_{\text{отв.тор.расч.}} = \frac{I_{\text{ном.В}}}{K_{\text{ат}}}$	1,5	$\frac{4,5}{7,51/3,63} = 2,17$	$\frac{3,27}{5,47/4,25} = 1,58$
5	Номинальный ток принятого ответвления приставки и промежуточных трансформаторов тока, А	$I_{\text{отв.торм.ном}}$	2,5	2,5	2,5
6	Номер используемого ответвления приставки и промежуточных трансформаторов тока реле, А	По табл. П5.2 /18/	4	4	4

Таблица 8. 2 – Расчет защиты ДЗТ-21

/п	Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение	
	2	3	4	
	Уставка “начало торможения”	$I^*_{\text{торм.нач}}$ (по отношению к номинальному току принятого ответвления промежуточных т.т. цепи торможения)	$I^*_{\text{торм.нач}}=1$	
	Первичный тормозной ток, соответствующий “началу торможения”, А	$I_{\text{торм.нач}}=0,5 \cdot I_{\text{ном}} \cdot (K_{\text{токI}} \cdot \frac{I_{\text{отв.торм.номI}}}{I_{\text{отв.торм.расчI}}} + K_{\text{токII}} \cdot \frac{I_{\text{отв.торм.номII}}}{I_{\text{отв.торм.расчII}}})$	$0,5 \cdot 52 \cdot (1 \cdot \frac{2,5}{1,5} + 1 \cdot \frac{2,5}{2,17}) = 74,88$	
	Ток небаланса соответствующий “началу торможения”, А	$I_{\text{нб.торм.нач}} = I_{\text{тор.нач}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot E + \Delta U + + (\frac{I_{1\text{отв.расч}} - I_{1\text{отв.ном}}}{I_{1\text{отв.расч}}} - \frac{I_{2\text{отв.расч}} - I_{2\text{отв.ном}}}{I_{2\text{отв.расч}}}))$	$74,88 \cdot [(1 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,12 + + (\frac{7,5 - 4,5}{7,5}) - - (\frac{5,45 - 3,27}{5,45})] = 12,77$	
	Первичный минимальный ток срабатывания защиты при отсутствии торможения, А	По условию отстройки от расчетного тока небаланса, соответствующего “наличию торможения” $I_{\text{сз.min}} > K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.торм.нач}}$	$1,5 \cdot 12,77 = 19,15$	Принимаем большее $I_{\text{сз.min}} = 19,15$
		По условию отстройки от тока небаланса переходного режима внешнего КЗ. $I_{\text{сз.min}} > 0,3 \cdot I_{\text{ном}}$	$0,3 \cdot 52 = 15,6$	

Продолжение таблицы 5. 2

	2	3	4
	Относительный минимальный ток срабатывания реле при отсутствии торможения (0,3 - 0,7)	За расчетную принимается сторона высшего напряжения в соответствии с п.5.1.4 /18/ $I^*_{с.р.мин} = \frac{I_{сз.мин} \cdot K_{сх}}{K_1 \cdot I_{отв.ном}}$	$\frac{19,15 \cdot \frac{115}{37,5} \sqrt{3}}{300/5 \cdot 4,5} = 0,376$ Принимаем $I^*_{с.р.мин}=0,3$
	Максимальный расчетный ток небаланса при внешнем К.З., А	$I_{нб.расч.} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot E \cdot I_{кз} + \Delta U \cdot I_{кз} +$ $+ \left \frac{I_{1отв.расч.неосн.} - I_{1ном.отв.}}{I_{1отв.расч.неосн.}} - \frac{I_{2отв.расч.неосн.} - I_{2ном.отв.}}{I_{2отв.расч.неосн.}} \right \cdot I_{кз}$	$(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,12) \cdot 2200 +$ $+ \left \frac{7,5 - 4,5}{7,5} - \frac{5,45 - 3,27}{5,45} \right \cdot 2200 = 705$
	Коэффициент торможения защиты (0,3-0,9)	$K_{торм} = \frac{I_{отс} \cdot I^*_{нб.расч} \cdot (I_{ном.В.осн}/I_{отв.ном.осн}) - I^*_{ср.мин}}{0,5 \cdot \sum I^*_{торм.расч} \cdot \frac{I_{отв.торм.расч.}}{I_{отв.торм.ном}} - I^*_{торм.нач}}$	$\frac{1,5 \cdot \frac{705}{52} \cdot \frac{1,5}{2,5} - 0,3}{0,5 \cdot \left(\frac{2200 \cdot 1,5}{52 \cdot 2,5} + \frac{2200 \cdot 2,17}{52 \cdot 2,5} \right) - 1} = 0,683$
	Первичный ток срабатывания отсечки, А	по условию отстройки от броска тока намагничивания $I_{с.отс.} = 6 \cdot I_{ном.отв.осн} \cdot K_1/K_{сх}$	$6 \cdot 2,5 \cdot \frac{300/5}{\sqrt{3}} = 519,61$

Продолжение таблицы 5. 2

	2	3	4
	Первичный ток срабатывания отсечки, А	по условию отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме КЗ $I_{\text{нб.расч}}$ считаем по формуле для определения $I_{\text{нб.расч.}}$, но $K_{\text{пер}}$ принимаем равным 3 $I_{\text{с.отс.расч.}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч.}}$	$(3 \cdot 1 \cdot 0,15 + 0,12) \cdot 2200 +$ $+ \left \frac{4,53 - 4,5}{4,53} - \right.$ $\left. - \frac{3,29 - 3,27}{3,29} \right \cdot 2200 = 1254$ $1,5 \cdot 1254 = 1880$
0	Принятый ток срабатывания отсечки	$I_{\text{с.отс}}$	$I_{\text{с.отс}} = 1880$ $I_{\text{с.отс}} > I_{\text{с.отс.расч}}$

Примечания:

1. Расчет выполнен в соответствии с руководящими указаниями по релейной защите выпуск 13 Б /18/.

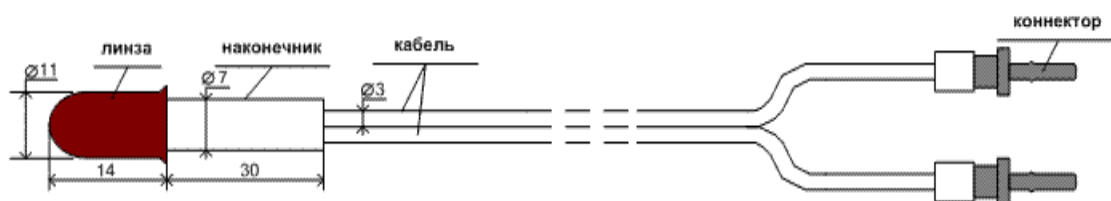
2. $I_{\text{кз}}$ - ток от шин 110 кВ при КЗ на шинах 35 кВ.

3. Принятые коэффициенты:

 $K_{\text{пер}} = 1$ – коэффициент учитывающий переходной режим; $K_{\text{одн}} = 1$ – односторонности трансформаторов тока; $\varepsilon = 0,05(0,1)$ - полная погрешность трансформаторов тока учитывающая дополнительную погрешность используемых в защите автотрансформаторов для выравнивания; $\Delta U = 0,12$ - относительная погрешность, обусловленная регулированием напряжения; $k_{\text{отс}} = 1,5$ – коэффициент отстройки.

9. ДУГОВЫЕ ЗАЩИТЫ ОВОД-МД И ОВОД-Л

Дуговая защита «ОВОД-МД»- это устройство нового поколения устройств изготовленных на основе волоконной оптики и микропроцессорной техники, предназначено для защиты шкафов комплектных распределительных электрических подстанций 0, 4-35 кВ при возникновении в них коротких замыканий, сопровождаемых открытой дугой.



Принцип действия:

Волоконно-оптические датчики (линзы), установленные в отсеках высоковольтных шкафов и имеющие практически круговую диаграмму направленности, фиксируют световую вспышку от электрической дуги и передают ее по оптическому волокну в блок детектирования света устройства. При этом, устройство дуговой защиты формирует сигнал на отключение высоковольтного выключателя или отключает выключатель ввода (высокого напряжения от распределительного устройства), тем самым защищая оборудование от разрушения. В зоне действия электрической дуги находятся только пассивные компоненты (датчик и волоконно-оптический кабель), обладающие абсолютной невосприимчивостью к электромагнитным помехам.

Основные преимущества по сравнению с другими защитами:

1. Тип датчика -оптоволоконный, защита радиального типа .

2. Автоматическая непрерывная проверка работоспособности каждого оптоволоконного тракта , включая датчик, оптический кабель, логику канала защиты и выходные реле всего оптоволоконного тракта от линзы до выходных реле.

3. Фиксация дугового разряда в инфракрасном диапазоне, на самом начальном этапе формирования дугового разряда – искровом. Эта особенность позволяет УДЗ максимально быстро отключать поврежденный участок от питающего напряжения (в течение 7 - 9 мс при работе без блокировки максимальной токовой защиты), в том числе и при однофазном замыкании на землю элементов ячейки.

4. Функция отключения линейного выключателя при дуге в отсеке ввода/вывода отходящей линии.

Устройство дуговой защиты «ОВОД-МД» имеет ряд функциональных особенностей:

- формирование 20 сигналов отключения от 40 групп датчиков и наличие 6 дискретных входов от МТЗ или ЗМН;

формирование совместно с РЗА распредустройства по заданию заказчика или проектной организации гибкой логики работы устройства, возможно проведение ее коррекции на объекте заказчика;

- наличие пяти дополнительных сигналов «Запрет АПВ» или «Запрет АВР»;

- формирование задержки до 500 мс при выдаче десяти команд на отключение;

- формирование 8 сигналов резервного отключения вышестоящего выключателя

при отказе выключателя более низкой ступени по длительности сигнала от МТЗ;

- сохранение в памяти устройства при пропадании питающего напряжения информации о текущем состоянии и последующее приведение устройства в исходное состояние после подачи питающего напряжения.

Приведение устройства в исходное после подачи напряжения состояние без задержки во времени ;

сохранение работоспособности в течение не менее 2 секунд с момента пропадания оперативного тока;

- ввод/вывод из действия любого количества ВОД;
- проверку функционирования и логики работы устройства при проведении пусконаладочных работ и техническом обслуживании с пульта управления устройством (нет необходимости в имитации светового излучения от электрической дуги с помощью лампы – вспышки);

- наличие связи по стандартным последовательным каналам RS232 с персональным компьютером или RS485 (ВОЛС) с АСУ, позволяющее дистанционно вести управление и контроль состояния устройства (скорость обмена – от 1200 до 57600 бит/с);

- автоматическую фиксацию временной диаграммы всех активированных дискретных сигналов при срабатывании: датчиков, входов МТЗ и выходов отключения (длина осциллограммы 700 мс, начиная с момента срабатывания датчика; дискретность – 1 мс);

- формирование дискретных сигналов неисправности устройства, пропадания оперативного тока и общего сигнала о срабатывании дуговой защиты.

- индикацию текущего состояния устройства (ВФИ или ЖКИ, светодиодная);

- интуитивный интерфейс во время работы с устройством;
- ведение журнала событий;
- часы реального времени, с возможностью коррекции;
- одновременную защиту двух секций;
- защиту от ложных срабатываний при освещении ВОД лампой мощностью 60Вт с расстояния не ближе 15 см; при выходе из строя электрических компонентов в цепи формирования сигналов отключения;

- сохранение работоспособности при появлении сажи и пыли на линзе ВОД;
- минимум затрат при быстром и простом монтаже устройства без изменений в конструкцию ячеек КРУ. Малые габариты датчика не нарушают межфазных и относительно корпуса расстояний токоведущих частей корпуса ячейки т.к. практически круговая диаграмма направленности ВОД не требует точной ориентации датчиков при установке;
- практически полное отсутствие материальных затрат и потерь при эксплуатации.

Важное преимущество УДЗ на основе ВОД состоит в том, что световое излучение от дуги фиксируется в ближнем инфракрасном диапазоне. Пыль и сажа не служат препятствием для светового излучения в этом диапазоне при высокой чувствительности фотоприемного тракта. В этом случае нет необходимости регулярно протирать датчики.

УДЗ семейства «ОВОД» обеспечивают автоматическую проверку работоспособности с периодичностью 1 раз в 15 с световой импульс от светодиода, находящегося в БДСТ, поступает в оптическое волокно кабеля ВОД, отражается от объектива и по второму волокну кабеля ВОД приходит на вход фотодетектора упомянутого блока.

Монтаж устройств дуговой защиты можно проводить на объектах, куда поставляется новое оборудование, а также устанавливать по месту на ячейки КРУ и КСО, которые уже эксплуатируются. На сегодняшний день более 70 % устройств семейства ОВОД поставляется на заводы-изготовители ячеек КРУ и КСО, от которых заказчики оборудования требуют монтажа УДЗ непосредственно на заводе.

Исходя из вышесказанного, было разработано микропроцессорное распределенное УДЗ «ОВОД-Л» радиального типа с волоконно-оптическими датчиками. В «ОВОД-МД» электронные блоки каждого датчика (ячейки) были вынесены в отдельно стоящий, вне ячейки,

электронный блок. В «ОВОД-Л» все элементы защиты ячейки размещены в релейном отсеке данной ячейки.

Устройство представляет собой набор функциональных блоков, соединенных последовательной шиной цифровой связи со скоростью передачи информации 0,5 Мбит/с.

Выбирая функциональные блоки из выше перечисленных, можно оптимизировать материальные затраты, необходимые для обеспечения дуговой защитой ячеек КРУ.

Алгоритм работы устройства такой же, как и у УДЗ «ОВОД-МД».

Устройство обеспечивает:

- подключение 112 функциональных блоков при длине линии связи 100 м;
- полный автоматический контроль работоспособности оптоэлектронного тракта (ВОД, блоков и электрического кабеля линии связи);
- выдачу команд на отключение выключателей трех ступеней силовых электрических цепей:
 - 1 ступень – собственный выключатель ;
 - 2 ступень – выключатель ввода или секционный выключатель;
 - 3 ступень – выключатель трансформатора со стороны ВН;
- определение места возникновения электрической дуги (номер ячейки и отсек);
- формирование по заданию Заказчика или проектной организации гибкой логики работы устройства, возможно проведение ее коррекции на объекте Заказчика;
- формирование сигналов запрета АПВ и АВР;
- включение программируемой функции резервного отключения вышестоящего выключателя при отказе нижестоящего выключателя по длительности сигнала от МТЗ или ЗМН;

- формирование регулируемой задержки при выдаче любой команды на отключение;
- проверку функционирования и логики работы устройства при проведении пуско-наладочных работ и техническом обслуживании с блока управления устройством (нет необходимости в имитации светового излучения от электрической дуги с помощью лампы-вспышки);
- ввод/вывод из действия любого количества ВОД;
- формирование выходных сигналов неисправности устройства, пропадания оперативного тока и общего сигнала о срабатывании дуговой защиты;
- сохранение работоспособности не менее одной секунды с момента пропадания оперативного тока;
- сохранение в памяти устройства при пропадании оперативного тока информации о текущем состоянии и последующее приведение устройства в исходное состояние после подачи питающего напряжения;
- ведение журнала событий с привязкой к энергонезависимым часам реального времени;
- передачу журнала событий на ПК пользователя через встроенный интерфейсный порт USB;
- подключение к координированным системам контроля и АСУ ТП по шине ANSI/TIA/EIA-485-A-98;
- простоту установки блоков устройства в релейных отсеках ячеек на DIN-рейку;
- малую длину оптических кабелей ВОД и контрольных кабелей от устройства к схемам РЗА ячеек КРУ;
- высокую помехозащищенность линии связи за счет применения промышленной шины данных CAN;
- защиту от ложных срабатываний при освещении ВОД лампой мощностью 60 Вт с расстояния не ближе 15 см и при выходе из строя электрических компонентов в цепях формирования сигналов отключения;

- сохранение работоспособности при появлении сажи и пыли на линзе ВОД;
- минимум затрат при быстром и простом монтаже устройства без внесения изменений в конструкцию КРУ.

Для обмена информацией с внешними источниками информации устройство оснащено:

- одним интерфейсным портом шины ANSI/TIA/EIA-485-A-98;
- одним интерфейсным портом шины USB.

Порт шины ANSI/TIA/EIA-485-A-98 служит для интеграции в координированные системы контроля или АСУ ТП. Устройство содержит стеки протокола MODBUS.

Порт шины USB предназначен для подключения ПК пользователя. Через это соединение возможно:

- считывание журнала событий;
- задание алгоритма работы устройства;
- считывание текущего алгоритма работы устройства;
- установка параметров устройства (часы, уставки и др.).

Исполнение дуговой защиты «ОВОД-Л» на основе многопроцессорной распределенной системы дает следующие преимущества:

- монтаж устройства можно проводить на заводе-изготовителе ячеек, т.к. прокладка и крепление ВОД осуществляется в пределах одной ячейки, а подключения к схемам РЗА осуществляется в пределах релейного отсека этой ячейки;

- одним устройством можно обеспечить защиту большого количества ячеек (более 35 ячеек);

- простота наращивания блоков УДЗ, при установке дополнительных ячеек. Алгоритм работы УДЗ корректируется с помощью пульта блока управления;

- удельная стоимость дуговой защиты на одну ячейку снижается при организации дуговой защиты секции КРУ с количеством ячеек менее 7, более 20 или двухсекционного (многосекционного) КРУ;

- при организации дуговой защиты КРУ исключаются затраты на покупку контрольного кабеля и монтажные работы по прокладке этого кабеля;

- в комплект поставки будут входить волоконно-оптические датчики с 3 стандартными длинами оптического волокна от 1м до 4м;

- на работу устройства «ОВОД-Л» не влияет выход из строя блоков УДЗ, кроме блоков питания и БВКН. Их можно зарезервировать, установив дополнительные БП и БВКН, т.к. БП обеспечивают возможность их параллельной работы.

Устройства «ОВОД» - серийно выпускаемая продукция, изготавливается предприятием ООО «НПП «Проэл». Они имеют сертификаты соответствия в системе обязательной сертификации ГОСТ Р.

10. ИСТОЧНИКИ ОПЕРАТИВНОГО ТОКА

10.1 Аккумуляторная батарея

На ответственных объектах в качестве источника оперативного тока используется аккумуляторная батарея. Принято считать аккумуляторную батарею наиболее надежным источником оперативного тока. Напряжение на аккумуляторной батарее не зависит от наличия и величины напряжения основной сети подстанции, мощности батареи достаточно для операции включения любого выключателя на объекте. Учитывая высокую стоимость и необходимость постоянного обслуживания обычных стационарных аккумуляторных батарей, аккумуляторные батареи ранее устанавливались на электростанциях и крупных подстанциях 330–110 кВ. В настоящее время специализированные малогабаритные необслуживаемые

аккумуляторные батареи все чаще используются в качестве источника оперативного тока на подстанциях 35-110 кВ.

Аккумуляторная батарея работает в режиме постоянного подзаряда от специальных выпрямителей (например, типа ВАЗП, ВУК), которые подключены к шинам постоянного тока и одно- временно обеспечивает стабилизацию напряжения на шинах оперативного тока. Как правило, в работе должно быть два зарядных устройства, питающиеся от разных трансформаторов собственных нужд и работающих параллельно на шины щита постоянного оперативного тока. При отключении вводных автоматов зарядных устройств, или аккумуляторной батареи должна сработать сигнализация, и приняты немедленные меры по их обратному включению, так как только один из этих источников не обеспечивает надежной работы потребителей оперативного тока. Независимо от наличия сигнализации, должен быть организован периодический контроль за работой батареи и щита постоянного тока. При этом необходимо контролировать: уровень напряжения – 220–230В; ток аккумуляторной батареи и подзарядных агрегатов – на- страивается таким образом, чтобы они покрывали ток нагрузки щита и обеспечивали необходимый ток подзаряда батареи.

При отсутствии подзаряда аккумуляторная батарея в течение нескольких часов может потерять свой заряд за счет ее разряда на нагрузку подстанции, и устройства защиты и автоматики не смогут включить выключатель. Согласно требованиям ПТЭ, аккумуляторная батарея должна обеспечивать питание потребителей оперативного тока в течении не менее 1 часа.

Величина сопротивления изоляции сети постоянного тока должно контролироваться автоматически. При снижении сопротивления изоляции ниже 20 кОм в сети оперативного тока 220 В (10 кОм в сети 110В) срабатывает сигнал “Земля на шинах оперативного тока“. При снижении сопротивления изоляции ниже этого уровня возможно ложное

срабатывание реле при случайном замыкании на землю у его обмотки, и отключение, или включение оборудования. Поэтому, при появлении сигнала “Земля” должны быть прекращены все работы, кроме поиска места замыкания на землю.

При случайном замыкании на землю клеммы, к которой подключено реле, сопротивление изоляции включается последовательно с обмоткой реле, и на реле прикладывается напряжение, пропорциональное отношению сопротивлений реле и изоляции. При малом сопротивлении изоляции напряжения на реле будет достаточно для его срабатывания. Выбор величины сопротивления, при котором срабатывает сигнализация, и определяется требованием, чтобы сигнализация срабатывала в тех случаях, когда замыкание на землю может привести к лож- ному срабатыванию выходных реле защиты. Граничные условия – сопротивление катушки реле не более 20 кОм и напряжение его срабатывания не менее 50% $U_{ном}$ и определили уставку сигнализации: при сопротивлении изоляции 20 кОм на реле с сопротивлением катушки 20 кОм будет приложено напряжение 50% $U_{ном}$.

Поиск земли в сетях оперативного тока часто осуществляется путем поочередного отключения автоматов (снятия предохранителей). После обнаружения поврежденного фидера, определяется возможность его отключения: фидер возможно отключить в случае, если от него не питается единственное устройство защиты, а устройство автоматики можно вывести из работы. Дальнейший поиск и устранение места замыкания на землю осуществляет релейный персонал объекта. Сети постоянного тока крупных объектов оборудованы специальными устройствами (СКИФ, САПФИР), позволяющими отыскать поврежденный фидер постоянного тока без его отключения. Такие устройства пускаются при появлении замыкания на землю и опрашивают фидера. В состав устройства входит генератор, подключенный между землей и шинами

щита постоянного тока (ЩПТ), и на том фидере, где есть ток, посылаемый генератором, фиксируется земля. Имеется клещевая приставка, с помощью которой можно проверить все цепи на наличие тока и найти конкретное место замыкания. Подобное устройство выпускается ЭМВ и, по заказу, может входить в состав шкафов оперативного тока ШОТ-01 (см. п.5.3). Для повышения надежности питания защиты и управления постоянным оперативным током, должна быть обеспечена селективность между вводным автоматом аккумуляторной батареи и автоматами (предохранителями) отходящих от ЩПТ присоединений. Добиться такой селективности технически сложно, главным образом потому, что ряд присоединений постоянного тока имеет большой ток нагрузки: соленоиды включения электромагнитных приводов, двигатели постоянного тока. Для аккумуляторной батареи обычного типа требуется большое помещение, специальное отопление и вентиляция, т.к. при заряде батареи выделяется водород, представляющий большую пожарную опасность. Необходимо постоянно контролировать уровень заряда АБ, плотность и уровень электролита, периодически производить уравнительный заряд элементов. Эти трудности привели к тому, что аккумуляторные батареи применялись только на крупных объектах. В остальных случаях применялись различные виды переменного оперативного тока.

Для автоматического контроля уровня напряжения нужны реле напряжения постоянного тока с высоким коэффициентом возврата. Причина в том, что зона допускаемых отклонений напряжения на ЩПТ от номинального составляет не более 5%. При напряжении 220 В это будет диапазон 210-230 В. При большем отклонении должна работать сигнализация. Таким образом, уставка сигнализации по повышению напряжения должна составить 230 В, а по понижению 210 В. Контролирующее устройство должно отрегулировано таким образом, чтобы при работе в допустимой зоне 210 –230 В сигнализация не работала. При коэффициенте возврата 0.95 уставка реле повышения напряжения

должна составить $230/0.95 = 242$ В, а уставка сигнализации понижения напряжения при $K_v=1.05$ будет равна $210/1.05 = 200$ В. Соответственно, диапазон гарантированного срабатывания сигнализации будет составлять 240-200 В. Хотелось бы иметь еще более узкую зону. По этой причине допускается применять реле контроля напряжения постоянного тока только с коэффициентом возврата, по возможности очень близким к 1, во всяком случае не хуже, чем $1.05 - 0.95$. Такой коэффициент возврата имеет реле контроля уровня напряжения щита постоянного тока типа НЛ8, выпускаемое АО «Релсис». Для выполнения сигнализации требуется 2 реле НЛ-8: одно для повышения напряжения, другое для понижения напряжения. Среди реле, выпускаемых фирмой «Релсис», имеется реле с двумя порогами срабатывания и отпускания типа НЛ 9, которое одно может быть использовано взамен двух НЛ 8. Это реле подтянуто в зоне между двумя уставками – при напряжении выше уставки U_2 , но ниже уставки U_1 . Следовательно, оно отпадает при напряжении ниже минимального порога напряжения U_2 и выше максимального напряжения U_1 . Отпадение реле означает выход напряжения из допустимой зоны, определяемой этими уставками.

Еще одна важная функция автоматики ЩПТ – контроль наличия подзаряда аккумуляторной батареи. При отключении автомата аккумуляторной батареи (АБ), или разрыве цепи батареи по другим причинам, питание нагрузки ЩПТ производится от выпрямительного подзарядного устройства. Таким образом может возникнуть ситуация, когда отключение батареи не будет обнаружено, а при коротком замыкании, сопровождающемся глубокой посадкой напряжения, исчезнет оперативный ток. Щиты постоянного тока современной конструкции имеют сигнализацию отключения автомата АБ, однако, обрыв цепи батареи может возникнуть и по другим причинам. Поэтому, целесообразно применить дополнительную сигнализацию контроля наличия подзаряда по косвенному признаку, например: наличию

пульсации напряжения на шинах аккумуляторной батареи. Для щитов постоянного тока Энергомашвин выпускает специальное устройство контроля: блок сопряжения БСП-АБ см. рис. 10.1.

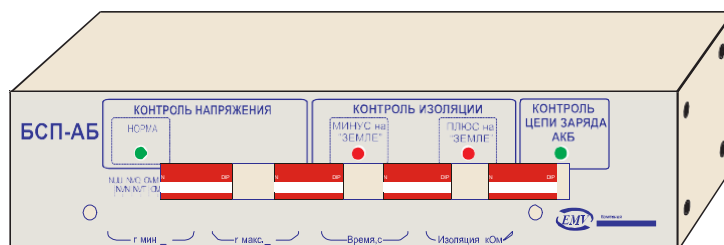


Рис.10.1 Устройство БСП-АБ

Блок сопряжения с аккумуляторной батареей предназначен для контроля напряжения, изоляции и тока заряда АБ. Его параметры приведены в таблице 10.1.

Таблица 10.1

НАЗВАНИЕ ФУНКЦИИ	ДИАПАЗОН УСТАВОК	Погрешность, % не более	Время срабаты- вания, с (с регулировкой)	Время отпущения, с	Коэффициент возврата	Номинальное напряжение, В
Контроль на- пряжения	Верхний порог 230 - 245В нижний порог 180 - 210В	±2	1-10 с	0,5	0,95	-110 –220
Контроль изо- ляции	По сопротивлению от 5 до 50 кОм по времени от 1 до 10с	±10	1-10 с	0,1	0,6	-110 –220
Контроль тока заряда	По уменьшению тока заряда ниже 10 мА	±10	1-10 с	0,1	-	-110 –220

10.2 Шкаф управления оперативным током (шуот)

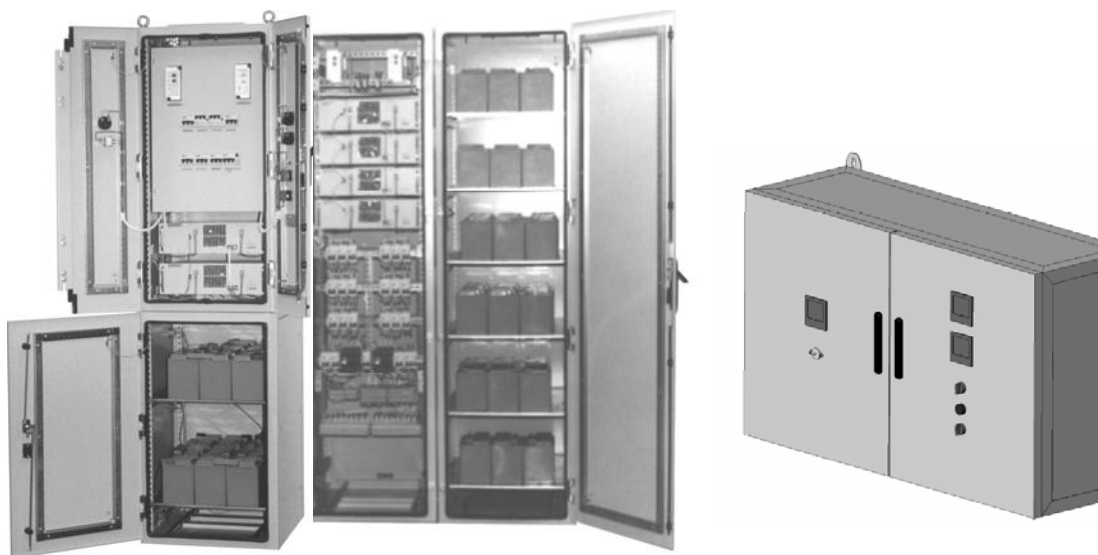
ШУОТ был разработан специально для небольших объектов, для которых не требовалась большая емкость АБ. ШУОТ состоит из двух шкафов, в которых расположено подзарядное устройство и маломощная аккумуляторная батарея 220 В, состоящая из отдельных банок свинцовых аккумуляторов. ШУОТ применяется на подстанциях с упрощенной схемой. При использовании на стороне ВН подстанции

выключателей с соленоидными приводами, включение этих выключателей от ШУОТ не обеспечивается, и для питания соленоидов включения используется специальный выпрямитель (например, типа БПРУ, УКП). Это означает, что для включения выключателей нужно иметь переменное напряжение на подстанции.

Низкое качество примененных аккумуляторов и подзарядного устройства, а также отсутствие необходимого надзора привело к тому, что срок службы батареи ограничивался 2-3 годами, после чего батарею нужно было менять. В настоящее время на многих подстанциях батареи в ШУОТ вышли из строя и заменены другими, более современными аккумуляторными бата- реями.

Правила эксплуатации сети постоянного оперативного тока ШУОТ, не отличаются от эксплуатации ЩОТ с аккумуляторной батареей.

10.3 Шкафы постоянного оперативного тока шот-01 производства ЭМВ



а) 50 А*ч
б) 100 А*ч
в) без нижнего отсека (АБ)

Рис. 10.3. Внешний вид шкафов оперативного тока

Шкафы оперативного постоянного тока ШОТ-01 разработаны с учетом опыта эксплуатации ранее применявшихся шкафов ШУОТ.

Подзарядные устройства обеспечивают уровень пульсаций менее одного процента, что значительно увеличивает срок службы аккумуляторов, доводя его до сроков гарантированных фирмой – изготовителем: 10–15 лет в зависимости от примененного аккумулятора. Уровень стабилизации оперативного тока 1%. Подзарядные устройства работают параллельно, так как распределение тока между устройствами выравнивается автоматически. Примененные аккумуляторные батареи герметизированы, что позволяет устанавливать шкафы в общих помещениях.

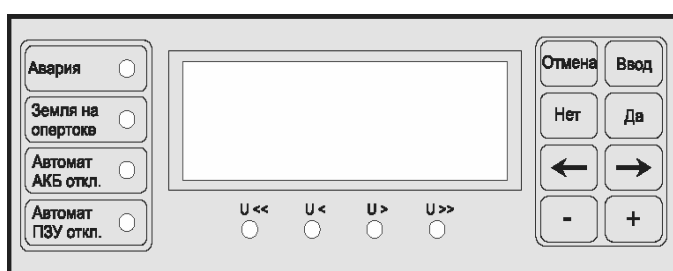


Рис. 10.2. Внешний вид контроллера

Шкафы ШОТ-01 оснащены контролем уровня напряжения, уровня изоляции шин постоянного тока. Уровень тока в цепи подзарядных устройств и аккумуляторов контролируется по амперметрам. Имеется сигнализация неисправности подзарядных устройств, отклонения уровня напряжения за заданные пределы, появления «земли» в цепях оперативного тока, отключения автоматов.

По дополнительному требованию шкафы ШОТ-01 комплектуются информационным контроллером (рис.10.2), который устанавливается внутри шкафа. Он оборудован аналоговым входом для измерения напряжения постоянного тока, 8 дискретными входами и интерфейсом RS485 для передачи информации по протоколу Modbus RTU или МЭК 60870-5-103.

Измерение напряжения постоянного тока осуществляется в диапазоне от 0 до 250 В с точностью не хуже 0,5%. Существует

возможность установки минимального и максимального допустимых значений измеряемого напряжения. Диапазон задания каждого из значений напряжения находится в диапазоне от 0 до 250 В, шаг задания 1 В.

При выходе значения напряжения за допустимые границы в журнал аварийных событий записывается следующая информация: дата и время в формате день, месяц, год, час, минута, секунда, значение напряжения, а также состояние дискретных входов на момент возникновения аварии. Глубина архива составляет не менее 100 записей, время хранения информации – не менее 1 года.

Сигнал неисправности может быть передан по локальной сети. Низкая стоимость шкафа позволяет применять его на подстанциях небольшой мощности, или использовать его в качестве дополнительно- го автономного источника питания защиты на ответственных объектах. Шкаф оснащен автоматикой обогрева.

Определение отходящего фидера с замыканием на землю.

При срабатывании элемента контроля изоляции иногда возникает сложность с определением фидера с замыканием на землю. По заказу шкафы ШОТ поставляются с устройством определения последнего. Устройство предназначено для оперативного определения отходящей от ШОТ линии, на которой произошло замыкание на землю (ЗНЗ). Работа схемы основана на подаче импульсов прямоугольной формы относительно «земли» в сеть и контроля протекающего в этот момент тока по максимальному отклонению стрелочного прибора. Специальный генератор импульсов (напряжением 220 В постоянного тока) подключается с помощью переключателя SA1 к полюсу с замыканием на землю, а с помощью переключателя SA2 выбирается поврежденный фидер. Режим работы схемы кратковременный, после срабатывания сигнализации о наличии ЗНЗ в сети ШОТ-01.

Поиск замыкания на землю состоит в поочередном измерении сигнала от дополнительного генератора на каждой линии с помощью измерительного блока. Отклонение стрелки измерительного прибора происходит в такт с зажиганием светодиода, а его показания зависят от сопротивления линии относительно земли. При замыканиях, сопротивление которых больше 1 кОм, может потребоваться увеличить усиление с помощью ручки потенциометра на панели устройства, при этом произойдет смещение нуля.

Шкаф оперативного тока ШОТ-01-50

Шкаф **ШОТ-01-50** (рис. 10.3,а). состоит из металлической несущей конструкции шкафного типа, предназначенной для установки на полу, и размещенных внутри нее узлов. Шкаф разделен герметичной горизонтальной перегородкой на два отсека: нижний (отсек аккумуляторных батарей), и верхний с аппаратурой. На передней части шкафа имеются две двери, закрывающие шкаф на половину его ширины каждая.

В нижнем отсеке шкафа оперативного тока устанавливается 17 герметизированных необслуживаемых аккумуляторных батарей, с номинальным напряжением 12 В, имеющих ударопрочный негорючий корпус. Емкость аккумуляторной батареи 38 А*ч (по желанию заказчика, может быть увеличена до 80 А*ч). В двери нижнего отсека могут быть выполнены вентиляционные отверстия (прорези).

В верхнем отсеке смонтированы два подзарядных устройства, схема распределения оперативного тока, реле контроля напряжения, реле контроля изоляции, реле контроля пульсаций. На дверях шкафа установлено два амперметра, вольтметр и реле контроля исправности схемы.

Шкаф оперативного тока ШОТ-01-100 (рис. 10.3, б) состоит из двух металлических несущих конструкций шкафного типа, предназначенных

для установки на полу. В левом отсеке шкафа смонтированы 4 подзарядные устройства, схема распределения оперативного тока, реле контроля напряжения, реле контроля изоляции. На дверях этого отсека установлено четыре амперметра, вольтметр, милливольтметр, реле контроля исправности схемы и выключатель обогрева. Во втором шкафу установлено 17 герметизированных необслуживаемых аккумуляторных батарей с номинальным напряжением 12 В, имеющих ударопрочный негорючий корпус. Емкость аккумуляторной батареи – до 150 А*ч.

В нормальном режиме все подзарядные устройства шкафа оперативного тока (его схема приведена на рис.10.4) находятся в работе. Подзарядка аккумуляторных батарей производится непрерывно. При наличии напряжения хотя бы на одной из двух секций собственных нужд питание потребителей (шинок управления и сигнализации) осуществляется от подзарядных устройств, а при исчезновении напряжения собственных нужд – от аккумуляторных батарей.

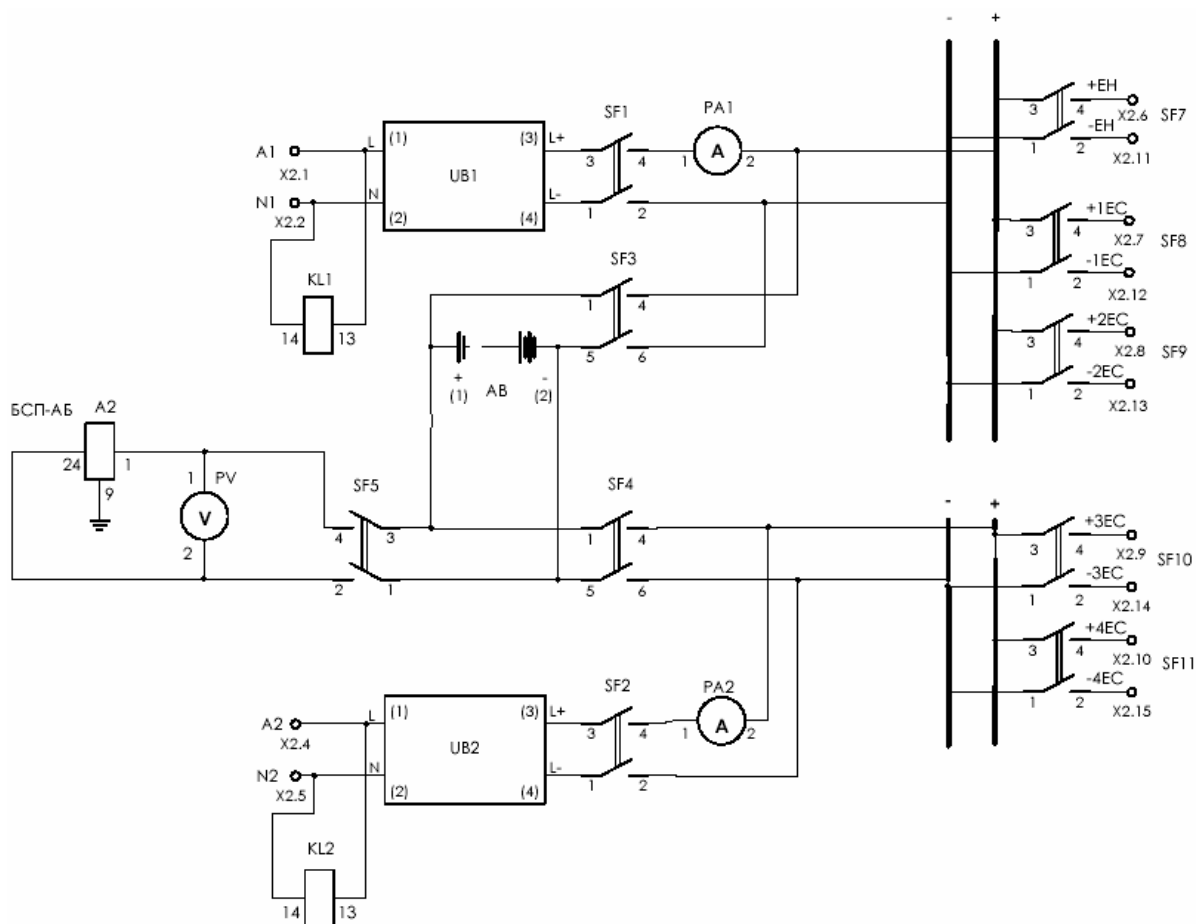


Рис. 10.4 Схема шкафа ШОТ-1-50

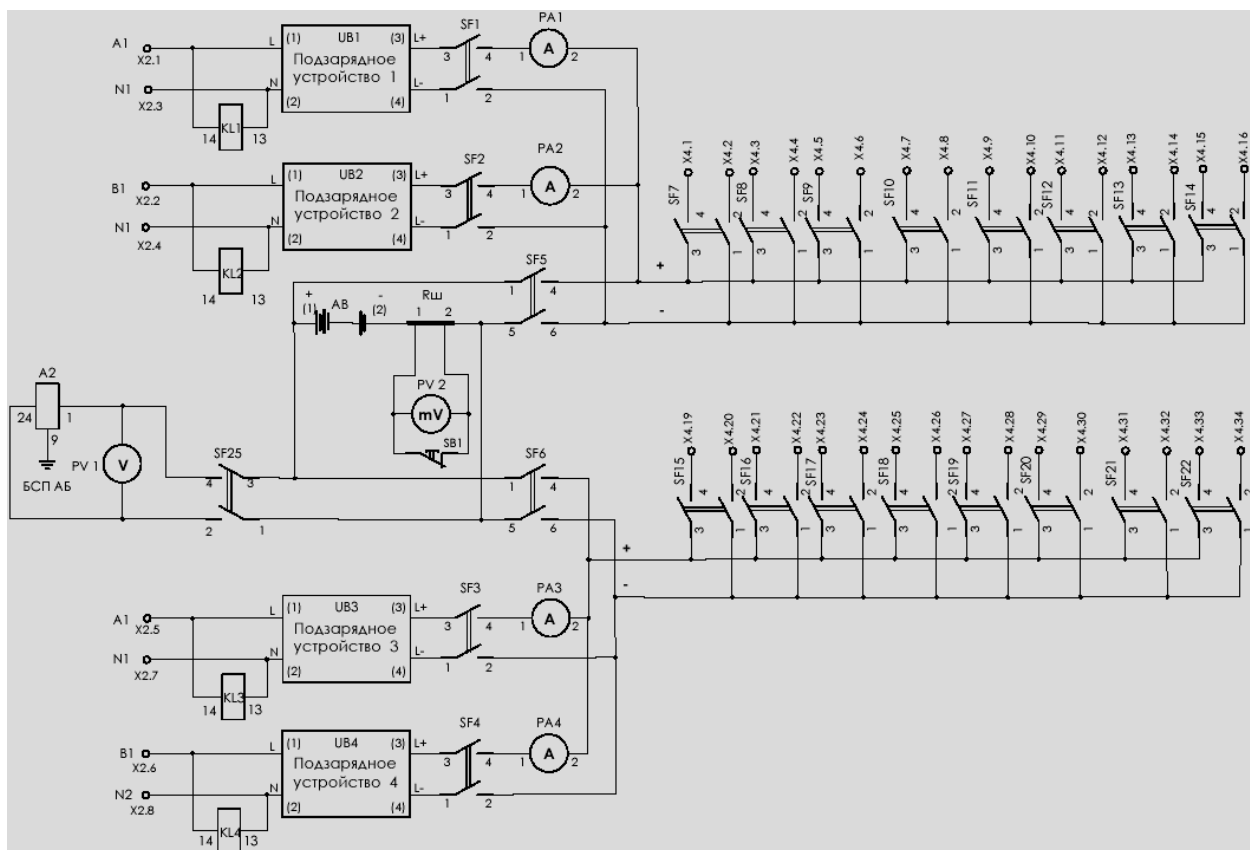


Рис. 10.5 Схема шкафа ШОТ-1-100

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

Визуальный контроль уровня напряжения на шинах ≈ 220 В осуществляется по вольтметру (нормальное значение напряжения 231 В). Работа подзарядных устройств контролируется по показаниям амперметров. В нормальном режиме работы нагрузка на подзарядные устройства распределяется равномерно.

точность поддержания напряжения, что обеспечивает длительный срок службы аккумуляторной батареи.

Конструктивно шкаф оперативного тока состоит из двух аналогичных шкафов (ШОТ №1 и ШОТ №2), предназначенных для установки на полу. В каждом шкафу смонтированы подзарядные устройства, схема распределения оперативного тока, реле контроля напряжения, реле контроля изоляции.

На дверях одного отсека устанавливаются амперметры, вольтметры, милливольтметр, реле контроля исправности схемы и выключатель обогрева. Емкость внешней аккумуляторной батареи – до 500 А*ч

Таблица 10.2.

Технические данные	
Род тока:	
основных цепей шкафа –	постоянный
питающей сети –	переменный, однофазный, 50Гц
Номинальное напряжение	
основных цепей шкафа, В –	=220
питающей сети, В –	~220/380
Точность поддержания выходного напряжения	1%
Номинальный ток:	
подзарядного устройства, А –	10
потребляемый подзарядным устройством, А –	14
Количество подзарядных устройств до (в	4
Рабочий диапазон температур	-10...+40°С

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

При возникновении неисправности в шкафу оперативного тока, либо на отходящих шинках управления и сигнализации (неисправность подзарядного устройства, срабатывание автоматических выключателей, реле контроля уровня напряжения, или реле контроля изоляции)

срабатывает указательное реле неисправности, а также выдается сигнал о неисправности в шкафу питания через систему телепередачи информации.

Визуальный контроль уровня напряжения на шинах ≈ 220 В осуществляется по вольтметру (нормальное значение напряжения 231 В). Работа подзарядных устройств контролируется по показаниям амперметров. В нормальном режиме работы нагрузка на подзарядные устройства распределяется равномерно.

11. БЛОКИ ПИТАНИЯ

Выпрямленный оперативный ток применяется на подстанциях с упрощенной первичной схемой. На выходе блоков питания имеется выпрямленное напряжение, что позволяет питать от них защиты, рассчитанные на постоянный оперативный ток. Блоки питания (типа БПНС или БПН-1002) подключаются к трансформаторам напряжения (трансформаторам собственных нужд), а токовые блоки питания (типа БПТ-1002) к трансформаторам тока. Блоки БПНС обеспечивают на выходе номинальное выпрямленное напряжение в нормальном режиме, при однофазном КЗ, и при посадке до 50% напряжения всех трех фаз. Токвые блоки питания (БПТ- 1002) обеспечивают номинальное напряжение на выходе только при наличии тока КЗ. Выходы всех блоков питания собираются в общую схему выпрямленного оперативного тока. В нормальном режиме питание устройств РЗА осуществляется от блоков питания, подключенных к ТН (ТСН). При близком КЗ, когда напряжение на шинах подстанции снижается, в работу включаются токовые блоки питания, обеспечивающие питание устройств РЗА от тока КЗ. Блоки питания не выдают напряжение при отсутствии напряжения на подстанции, поэтому не могут быть использованы для включения выключателя, подающего напряжение на подстанцию, или для отключения отделителя в бестоковую паузу. Необходимо так же учитывать, что схеме выпрямленного оперативного тока свойственны

высокий уровень пульсаций, и пиковые импульсы перенапряжений, что затрудняет использование ее для питания микропроцессорных устройств РЗА.

На рис. 10.7 показана схема питания подстанции 110 кВ выпрямленным постоянным током. Подстанция питается двумя линейными вводами 110 кВ и имеет две секции шин 110 кВ с трансформаторами напряжения. Стабилизированные блоки питания типа БПНС нормально питаются от трансформаторов напряжения разных секций, но могут резервировать друг друга, и быть переключены на один ТН, в зависимости от действующей схемы подстанции. Взамен блоков БПНС могут быть применены нестабилизированные блоки питания серии БПН-1002. Токовые блоки питания (БПТ-1002) включаются на отдельные обмотки трансформаторов тока каждой линии. Для каждой линии один блок БПТ включается на разность токов двух фаз А и С, а второй - на ток трансформатора тока третьей фазы (В).

Такое подключение обеспечивает наличие тока в хотя бы в одном из блоков питания при любом виде повреждения и поврежденной фазе. Все блоки работают параллельно по выпрямленному току, поэтому, напряжение оперативного тока будет обеспечено при наличии напряжения или тока хотя бы на одном из блоков питания. Для уменьшения нагрузки на ТН-110, имеется возможность запитки шин оперативного тока от трансформатора СН через дополнительный блок питания БПН, который в нормальном режиме несет всю нагрузку. Этот БПН может так же понадобиться для обеспечения оперативного тока при подаче напряжения на под- станцию по резерву со стороны низкого (среднего напряжения).

Для питания микропроцессорных устройств РЗА выпрямленным оперативным током выпускаются специальные блоки питания, обеспечивающие работу устройств в нормальном и аварийном режиме (см. «Защиты с автономным питанием»). Они имеют питание от трансформаторов тока и напряжения, но в отличие от предыдущего случая может

включаться на общий с защитой комплект трансформаторов тока. Работа защиты в этом случае обычно обеспечивается только при наличии тока КЗ. Для выполнения других функций устройства требуется наличие напряжения.

При использовании схемы выпрямленного оперативного тока для питания микропроцессорных устройств РЗА необходимо применять специальные фильтры для защиты их от импульсных перенапряжений. Это могут быть специальные фильтры, выпускаемые фирмой „Таврида Электрик” для защиты блоков управления своих вакуумных выключателей. Фильтр представляет собой электролитический конденсатор большой емкости, зашунтированный разрядным резистором, подключаемый параллельно шинкам постоянного тока через разделительный диод.

Для подавления высокочастотных помех и перенапряжений в цепях питания микропроцессорных устройств РЗА и контроллеров, питающихся от аккумуляторных батарей с устройствами ВАЗП, или от блоков питания БПТ/БПНС, ЭМВ выпускается специальный фильтр ВЧ помех и перенапряжений. Его внешний вид, габаритные размеры и схема подключения приведены на рис.10.7. Фильтр рассчитан на номинальное напряжение 220 В и ток 2 А (максимальная проходная мощность 500 Вт)

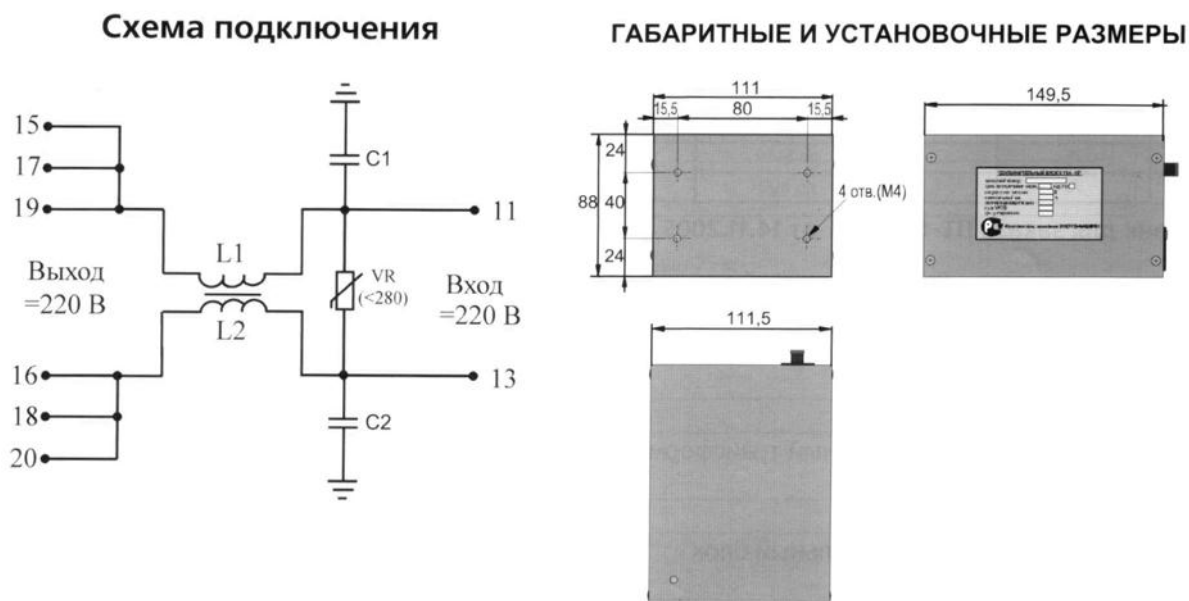


Рис. 10.7. Фильтр ВЧ помех и перенапряжений

Для своих микропроцессорных устройств ЭМВ выпускает комбинированный блок питания, работающий от напряжения и от тока. Блок имеет выходное напряжение 220 В постоянного тока. Одновременно блок может обеспечить бесконтактное дешунтирование катушек отключения, для чего он имеет вход для подключения контактов внешнего реле и два семисторных выхода.

Он обеспечивают выполнение всех функций реле при наличии переменного напряжения на подстанции, и работу защиты только от тока короткого замыкания.

12. КОНДЕНСАТОРНЫЕ БАТАРЕИ

Для обеспечения надежной работы устройств РЗА часто используется энергия предварительно заряженных конденсаторов. Конденсаторы предварительно заряжаются специальными выпрямителями (типа БПЗ-401) до напряжения порядка 400 В, и при срабатывании защиты или автоматики, разряжаются на катушку реле (коммутационного аппарата). После исчезновения питающего напряжения, заряд на конденсаторах сохраняется на время порядка 0.5 часа, и может быть

однократно использован при отсутствии напряжения на подстанции. Контроль исправности цепей заряда конденсаторов осуществляется автоматически при помощи встроенного в блок БПЗ-401 реле контроля напряжения.

Схемы питания устройства РЗА от предварительно заряженных батарей конденсаторов (БК) отличаются невысокой стоимостью, относительной простотой и достаточной надежностью. Поэтому, они широко применяется для защиты и автоматики силовых трансформаторов (схема с короткозамыкателем и отделителем, для отключения отделителя в бестоковую паузу), в схемах включения от АВР, и в ряде случаев используются для питания защиты.

Так, устройство резервной защиты трансформатора (РЗТ), имеет на выходе 2 конденсатора, обеспечивающих отключение выключателей (или КЗ-ОД). Заряд конденсаторов перед отключением обеспечивается от тока короткого замыкания.

13. РЕЛЕ ПРЯМОГО ДЕЙСТВИЯ

Источником переменного оперативного тока для токовых защит выполненных на реле прямого действия являются трансформаторы тока защищаемого присоединения. Реле прямого действия - это электромагниты переменного тока встроенные в выключатель. Они включаются в цепи трансформаторов тока присоединения и действуют на отключение выключателя. В схеме такой защиты обычно несколько отключающих элементов (электромагнитов), действующих на релейную планку привода, отключающую выключатель. При появлении в катушке тока, превышающего ток срабатывания электромагнита, он срабатывает и, действуя на релейную планку, отключает выключатель. Такой элемент является токовым реле мгновенного действия (например, типа РТМ). Для создания выдержки времени подвижный полюс электромагнита сцепляется (посредством пружины) с часовым механизмом. Такую

конструкцию имеет реле с выдержкой времени типа РТВ. Для отстройки от времени работы предохранителей и лучшего согласования уставок, эти реле имеют обратозависимую токовременную характеристику, выходящую на независимую ее часть при кратности тока 2-3 $I_{ср.}$, в зависимости от типа реле. Ток срабатывания реле РТВ изменяется переключением числа витков катушки (выводы 5 А; 6 А; 7,5 А; 10 А), а выдержка времени срабатывания (указывается время срабатывания в независимой части характеристики) изменяется регулировкой движка часового механизма. РТВ до настоящего времени широко применяются в сетях 10 кВ. Однако в связи с их недостаточной точностью и низкой надежностью, РТВ подлежат замене, и на новых объектах уже не применяются.

14. ЗАЩИТЫ С АВТОНОМНЫМ ПИТАНИЕМ

Для обеспечения надежной работы микроэлектронных (микропроцессорных) устройств защиты, питающихся переменным оперативным током, при близком КЗ и снижении (исчезновении) напряжения оперативного тока, предусматривается их питание от цепей трансформаторов тока. Ввиду малой потребляемой мощности, токовый блок питания может включаться на общий с защитой комплект трансформаторов тока. Питание устройства от трансформаторов тока в этом случае обеспечивается только при наличии тока КЗ. При этом выполняются только функции защиты, а для выполнения других функций устройства требуется наличие напряжения оперативного тока.

Примером защит, использующих для своей работы оперативный ток от собственных трансформаторов тока могут быть реле серий **УЗА-10** и **УЗА-АТ, РЗТ** (компания «Энергомашвин»). ЭМВ выпускает так же специальный блок питания **ИПК** для микропроцессорных реле. Фирма ALSTOM выпустила реле **MiCOM P124** с встроенным блоком питания. ПО «Киевприбор» выпустило блок ИП МРЗС для питания своих

микропроцессорных устройств защиты типа МРЗС- 05, обеспечивающий гарантированное питание от ТСН, ТН или ТТ. ИП МРЗС может использоваться для питания микропроцессорных устройств других фирм, максимальная потребляемая мощность которых не превышает 32 Вт.

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

При использовании подобных автономных источников питания для микропроцессорных устройств РЗА необходимо иметь в виду, что при «холодном» включении (после отключения подстанции) на установившееся КЗ, защита срабатывает с задержкой (менее 0,2 сек для УЗА-10А.2), вызванной временем готовности источника питания и временем подготовки к работе самого устройства защиты.

15. ВЫБОР ПРИНЦИПОВ ВЫПОЛНЕНИЯ ОПЕРАТИВНОГО ТОКА НА ПОДСТАНЦИЯХ

Наиболее универсальным, в большинстве случаев следует считать применение постоянного оперативного тока. Если объект ответственный, следует рассмотреть целесообразность применения 2-х источников оперативного тока, особенно в случаях, когда выключатели имеют 2 соленоиды отключения, и позволяют иметь две независимые системы

оперативного тока и релейной защиты. Использование именно постоянного оперативного тока, позволяет реализовать все возможности современных микропроцессорных терминалов: телеуправление, измерение, регистрация событий, осциллографирование и т. д. Эти функции разрабатываются с расчетом именно на постоянный оперативный ток, который не исчезает при отключении подстанции. Часть функций частично можно реализовать при питании от переменного тока. Однако не все, и с недостаточной надежностью, учитывая возможность исчезновения напряжения на подстанции.

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

При питании микропроцессорных устройств РЗА от схемы выпрямленного оперативного тока (БПНС+БПТ, рис.5.10), необходимо предусмотреть специальные меры (фильтры), для их защиты от импульсных перенапряжений, рассмотренные в п.5.4.

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

16. ШКАФЫ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

Современные комплектные микропроцессорные устройства обеспечивают выполнение всех функций, необходимых для присоединения. Кроме непосредственно функций основной и резервной защиты они обеспечивают также контроль за состоянием выключателя, телеуправление, местное управление из шкафа, или дистанционное

управление по локальной сети, регистрацию событий, осциллографирование аварийных процессов, измерение текущих электрических величин, передачу этой информации на верхний уровень управления. Все это входит в функциональный объем одного или двух микропроцессорных устройств РЗА. Для того чтобы обеспечить связи устройства с оборудованием своего и смежных присоединений, требуется еще некоторое количество промежуточных реле, автоматы оперативно-го тока, резисторы, диоды и некоторые другие элементы. Для подключения внешних контрольных кабелей, локальной сети и прочих элементов требуется клеммник на значительное количество клемм.

Раньше все эти элементы располагались на нескольких панелях: основная защита, резервная защита, автоматика линии и выключателя, панель управления, панель измерения с измерительными преобразователями для телемеханики. Итого: четыре панели для линии 110 кВ, пять панелей для трехобмоточного трансформатора, семь панелей для линии 330 кВ.

Используя микропроцессорные устройства, все эти функции удастся поместить в одном шкафу, и только для линий напряжением 330 кВ и выше, а также мощных энергоблоков, у которых для надежности, требуется выполнить две самостоятельные системы защиты: группы “А” и “В”, питающиеся от отдельных аккумуляторных батарей, трансформаторов тока и напряжения, действующих на разные соленоиды отключения, требуется два отдельных шкафа. В один шкаф возможно поместить защиту и автоматику двух линий 110–220 кВ, двух трансформаторов, пяти присоединений 35 кВ и ниже.

Такое размещение дает значительную экономию труда и материалов: не требуются контрольные кабели для связи между панелями и необходимые им клеммы, остаются только связи со своим и чужими присоединениями. Сокращается объем монтажных работ и ошибки монтажа. Монтаж шкафа и большая часть его наладки могут быть

выполнены в заводских условиях. Сокращается объем наладки на месте монтажа. Экономится площадь для размещения аппаратуры.

Ранее применявшиеся панели решено заменить шкафами, что также улучшает условия работы устройств. Уменьшается доступ пыли, аппаратура размещается на нескольких уровнях, с сохранением доступа к ней, запирающиеся дверцы шкафа улучшают ее сохранность. Может быть выполнено одно- стороннее обслуживание, что позволяет придвинуть шкаф к стене и сэкономить место.

Еще более эффективно применение типовых шкафов защиты. Шкафы выполняются по стандартным схемам, проверенным в эксплуатации, а значит, уменьшается вероятность ошибки, сокращаются трудозатраты по монтажу шкафа. Проекты выполняются по типовым схемам, что сокращает трудозатраты на проектирование, и опять-таки уменьшает вероятность ошибки. Персонал, обслуживающий устройства защиты, лучше знает типовое оборудование, что, в свою очередь, сокращает его трудозатраты и снижает вероятность его ошибок. В эпоху широкого внедрения электромеханических устройств РЗА более 95% устройств РЗА выполнялось на типовых панелях по типовым проектам. Существовал даже официальный запрет на применение нетиповых решений. По этой причине при внедрении микропроцессорных устройств защиты также задан и решается вопрос применения типовых схем и решений.

Фирма “Энергомашвин” разработала и предлагает к применению серию типовых шкафов релейной защиты и автоматики.

Шкафы защиты и автоматики предназначены для защиты, автоматики и управления выключателем линии или трансформатора напряжением 35–220 кВ. Шкафы предназначены для установки на щитах управления электростанций и подстанций. Кроме указанных шкафов фирма изготавливает малые шкафы для присоединений 35 кВ: линий и

трансформаторов, которые изготавливаются как для внутренней, так и для наружной установки. Внешний вид шкафов показан на рис.10.8,10.9.



Рис.10.8 Шкафы РЗА наружной установки.



Рис.10.9 Внешний вид шкафов внутренней установки производства компании «Энергомашвин»

17. СХЕМЫ ВТОРИЧНЫХ СОЕДИНЕНИЙ

Кроме главных схем электроустановок, или схем первичных соединений, указывающих пути прохождения электроэнергии от источника питания к потребителю, существуют также схемы вторичных соединений, в которых с помощью условных графических изображений указаны элементы вторичных устройств, а так же

соединения между ними и элементами основного оборудования (измерительные трансформаторы, коммутационная аппаратура и др.).

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

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

По назначению схемы вторичных соединений бывают: принципиальные, полные, монтажные.

Принципиальные схемы составляются применительно к отдельным элементам: цепям релейной защиты, цепям управления и сигнализации, соединениям измерительных приборов.

Эти схемы являются основой для составления полных схем, которые охватывают вторичные соединения, относящиеся к одному присоединению главной схемы, обособленному по функциональному, технологическому или структурному признаку (трансформатор, линия, присоединение собственных нужд).

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

Все внутренние кабельные связи энергообъекта отображаются в **кабельном журнале**. Он содержит необходимую информацию о каждом кабеле: его наименование и номер согласно проекту; тип кабеля, количество и сечение его жил; его примерная строительная длина; место подключения его начала и конца; маркировка проводников.

Для маркировки жил кабелей и проводников используются специальные бирки (чаще всего отрезки ПВХ трубки подходящего диаметра) с нанесенными на них надписями. К биркам предъявляются особые требования по обеспечению читаемости надписей, их стойкости к стиранию и выгоранию под действием солнечных лучей. Ранее для выполнения надписей на бирках использовались специальные сильно токсичные чернила на основе дихлорэтана. В настоящее время для ручного нанесения маркировки на бирки при монтаже устройств широко используются очень удобные и не токсичные специальные спиртовые маркеры.

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

По форме изображения принципиальные и полные схемы могут быть свернутыми и развернутыми. В свернутых схемах все приборы и аппараты изображаются в виде блоков со всеми относящимися к ним катушками и контактами. При значительном количестве участвующих в них элементов, свернутые схемы становятся неудобочитаемыми. В них затруднена проверка правильности выполнения электрических соединений на чертеже и в натуре.

В развернутых схемах, которые в настоящее время получили более широкое применение, аппараты и приборы расчленяются на составные элементы. Эти элементы связываются между собой в порядке протекания

тока, например, от полюса «+» к полюсу «-», или от фазы к фазе (от фазы к нулю).

Схема состоит из ряда элементов, расположенных в порядке прохождения тока по схеме: слева направо с расположением строчек (читаемых сверху вниз) по вертикали.

Схемы сопровождаются перечнем аппаратуры (в табличной форме) - приборов и реле с указанием их условного обозначения, типа, технических данных, а иногда, и заводского каталожного номера.

Развернутые схемы незаменимы при проектировании сложных схем релейной защиты, управления и автоматики. Они позволяют легко проследивать действия схемы, быстро обнаруживать ложные цепи, и те неприятности, которые вызываются непредусмотренными схемой заземлениями в цепях вторичных соединений.

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

18. УСЛОВНЫЕ ПОЗИЦИОННЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ВТОРИЧНЫХ ЦЕПЕЙ

Буквенные позиционные обозначения элементов и устройств вторичных цепей на схемах выполняются латинскими буквами и определяются нормативными материалами проектных институтов. Например, реле тока обозначается КА; реле промежуточное - KL, трансформатор тока - ТА, переключатель цепей управления - SA и т. д.

Порядковые номера элементам следует присваивать, начиная с единицы, в пределах вида элементов, которым на схеме присвоено одинаковое буквенное позиционное обозначение. Например, сигнальные табло на схеме в количестве 5 шт. будут обозначены от HLA1 до HLA5.

Цифры и буквы в позиционном обозначении выполняются одним размером шрифта и проставляются над графическим изображением

элементов. При разнесенном способе изображения элемента присвоенное позиционное обозначение проставляется около каждой его составной части.

В случае необходимости, составным частям элемента могут присваиваться порядковые номера, добавляемые к порядковому номеру позиционного обозначения через точку. Например: KL3.2 - вторая пара контактов третьего промежуточного реле; VD3.2 - второй диод третьей диодной сборки.

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

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

Совокупность элементов (клемм, зажимов и соединяющих их проводников или жил кабелей) общей для всей схемы цепи одного назначения с единой маркировкой называется шинкой. Шинки могут иметь, например, вид жестких прутков-проводников, расположенных над панельным рядом в релейном зале, или жгута изолированных проводников, соединяющих клеммные ряды релейных панелей или отсеков КРУ. Для обеспечения надежности работы схемы, шинки выполняются, как правило, по кольцу. Для облегчения локализации повреждения шинки могут секционироваться при помощи коммутационных устройств (рубильников, пакетных выключателей и т.д.).

Шинкам управления, сигнализации, синхронизации, напряжения, как элементам принципиальных схем, также присваиваются позиционные обозначения. Первая буква Е обозначает общий код шинки. Вторая буква обозначает код функционального назначения шинки (управление, сигнализация и т.п.). Третья буква дает дополнительные сведения о шинке, если это требуется (аварийная — А, предупредительная — Р и т.п.).

Далее следует порядковый номер шинки, который может быть опущен, если в нем нет необходимости. При необходимости, обозначение шинки может быть дополнено цифрой, обозначающей номер участка центральной сигнализации, либо буквой, обозначающей фазу (например, для шинок напряжения).

При составлении схем используется несколько основных способов маркировки цепей: сквозная, встречная и комбинированная маркировка.

При сквозной маркировке участки цепей обозначаются независимо от нумерации и условных обозначений зажимов аппарата или прибора, к которым подключаются проводники цепей, и имеют одинаковую маркировку у всех электрически связанных зажимов схемы. Например: А411 на обоих концах соединительного проводника.

В случае необходимости согласования применяемых обозначений цепей с нумерацией и обозначениями, принятыми при заводском изготовлении стандартных электротехнических устройств, их наносят около основного обозначения цепи, но с другой стороны, т.е. справа при вертикальном расположении цепей. При горизонтальном расположении цепей в схеме обозначения цепей проставляются над участками проводников. Номера зажимов аппаратов или зажимов панели проставляются под участком проводника, около изображения контакта или зажима.

При встречной маркировке используются позиционные обозначения (адреса) присоединений. У начала цепи указывается адрес его конца, а у конца – адрес присоединения начала. Например, маркировка А4-Х16 у начала проводника означает, что конец проводника подключен к зажиму Х16 устройства А4.

При комбинированной или смешанной маркировке участка цепи указывается его сквозная маркировка и адрес ее конца. Данный вид маркировки наиболее удобен в эксплуатации, так как позволяет определить не только функциональное назначение цепи, но и

проследить в натуре ее начало и конец. Например, маркировка А412 – КА1 означает что другой конец токовой цепи 412 фазы А подключен к токовому реле КА1.

Заводы-изготовители электротехнического оборудования часто применяют маркировку, при которой на проводнике указывается только адрес его присоединения, что удобно при сборке. Например, маркировка 19 - 4 означает, что данный конец проводника подключен к зажиму 4 элемента 19. При таком виде маркировки не известно, куда подключен противоположный конец проводника, и без использования монтажной схемы невозможно проследить связи между отдельными элементами.

Для обозначения цепей управления, автоматики, сигнализации, защиты и измерения принята цифровая система, предусматривающая использование ряда арабских чисел. В необходимых случаях марка может содержать буквенную приставку заглавными буквами латинского алфавита.

Участки цепей обозначаются независимо от нумерации или условных обозначений зажимов аппарата или прибора, к которым подключаются проводники цепей. В случае необходимости согласования применяемых обозначений цепей с обозначениями, принятыми при заводском изготовлении стандартных электротехнических устройств, около основного обозначения цепи в скобках может указываться заводское обозначение.

Участки цепей, разделенные контактами аппаратов, катушками реле, обмотками машин, резисторами, конденсаторами, считаются разными участками и должны иметь разные обозначения. Участки цепей, сходящиеся в одном узле схемы, должны иметь одинаковое обозначение. Обозначение цепи при переходе через зажим ряда зажимов панели не изменяется.

Обозначение участков цепи выполняется последовательно, начиная от условного графического изображения источника питания (автоматического выключателя, предохранителя, шинки питания).

При горизонтальном расположении цепей в схеме обозначения цепей проставляются над участками проводников. Номера зажимов аппаратов или зажимов панели проставляются под участком проводника, около изображения контакта или зажима.

Все вторичные цепи одной проектной функциональной группы должны иметь различные обозначения. Обозначение цепей аналогичных проектных групп должно, как правило, выполняться одинаково.

Если в одной полной схеме в общем ряду зажимов, или в одном контрольном кабеле, встречаются цепи разных проектных функциональных групп, имеющие одинаковые обозначения, то последние для их отличия должны быть дополнены индексом, характеризующим принадлежность той или иной цепи к определенной проектной функциональной группе. Отличительный индекс проставляется перед обозначением цепи и отделяется от нее дефисом. В качестве отличительного индекса используется обозначение проектной функциональной группы.

Обозначение цепей постоянного тока производится, как правило, числами, с учетом их полярности. Участки цепей положительной полярности обозначаются нечетными числами, а участки отрицательной полярности — четными. Участки цепей, изменяющие свою полярность в процессе работы схемы, а также не имеющие явно выраженной полярности (цепи, соединяющие последовательно включенные обмотки реле, резисторы, конденсаторы и т. д.) могут обозначаться любыми числами — четными или нечетными.

Для обозначения цепей, питающихся через отдельные защитные аппараты (автоматические выключатели, предохранители), рекомендуется использовать различные группы чисел. Группа чисел, применяемых для обозначения цепей управления коммутационного аппарата, выбирается в

соответствии с цифровым индексом в позиционном обозначении этого аппарата (например, для выключателя Q1 – 101-199; для Q2 □□ - 201 -299 и т.д.).

Обозначение цепей релейной защиты, питающихся от отдельных автоматических выключателей оперативного тока, выполняется, как правило, группами чисел 01-099, или F1-F99. Эти же обозначения используют для цепей защиты, питающихся от автоматических выключателей общих с цепями управления.

Для выключателей с пофазными приводами, цепи управления обозначаются с добавлением после цифровой части обозначения буквы, характеризующей фазу аппарата: А, В или С (например, 103А, 103В, 103С и т.д.). Допускается одинаково обозначать идентичные цепи одной проектной функциональной группы, если исключается возможность прохождения этих цепей в общих кабелях, или коммутация их в одном ряду зажимов (например, цепи электромагнитов включения масляных выключателей, цепи оперативной блокировки разъединителей).

Когда количество чисел одной группы недостаточно для обозначения цепей, допускается использовать две или несколько групп, не занятых для обозначения цепей данной проектной группы, либо применять четырехзначное число, добавляя перед трехзначным обозначением цифры 1, 2, 3 и т.д. Например, для группы 201-299 могут использоваться дополнительные числа 1201 -1299, 2201-2299 и т. д. Распределение групп чисел между цепями различного функционального назначения может также изменяться в случае необходимости, обусловленной особенностями конкретной схемы.

Обозначение цепей переменного тока выполняется последовательными числами, без деления на четные или нечетные, с добавлением перед цифровой частью буквы, характеризующей фазу: А, В, С или нейтраль N. Допускается опускать буквенный индекс перед

цифровым обозначением в случаях, когда не требуется указания фазы (например, цепи управления на переменном оперативном токе).

К маркам цепей напряжения, подключаемым на дополнительные обмотки ТН, перед цифровой частью марки добавляются буквы Н, U, К, F.

Числа, применяемые для обозначения цепей управления и автоматики, разделяются на группы по сотням (А1-А99, А101-А199, А201-А299, А301-А399). Каждая из указанных групп рекомендуется для обозначения цепей одной схемы, питающихся от отдельных автоматических выключателей или предохранителей.

Группа чисел, применяемых для обозначения цепей управления коммутационного аппарата, выбирается в соответствии с позиционным обозначением этого аппарата, например, для выключателей Q1 -А101-А199, Q2-А201-А299 и т. д.

19. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К СХЕМАМ ВТОРИЧНЫХ СОЕДИНЕНИЙ

Повышение мощности отдельных энергетических объектов, автоматизация управления производственными процессами, связанное с этим усложнение схем вторичных соединений и возросшие требования к надежности работы цепей управления и сигнализации требуют особого внимания к построению и выполнению схем вторичных соединений. Схемы вторичных цепей должны удовлетворять следующим общим требованиям:

1. Четкость построения схем, должна позволять быстро ориентироваться и обнаруживать неполадки или ложную работу цепей.

2. Обеспечение надежной работы вторичных цепей каждого присоединения, и возможность проверки состояния оперативной цепи в пределах присоединения, или любой ячейки РУ. Такая проверка легко осуществляется при питании вторичных цепей каждого присоединения (или системы вторичных цепей комплексного устройства) через индивидуальный автоматический выключатель (предохранители), со

вспомогательными контактами для сигнализации о их срабатывании. Защитные устройства выбираются с учетом селективности и необходимой чувствительности, с учетом влияния дуги. Принимая во внимание значительную разветвленность цепей вторичных соединений и, в связи с этим, значительную вероятность возникновения повреждений и ненормальных режимов в сети, целесообразно отделять цепи управления от прочих цепей (сигнализации, блокировки и др.).

3. Исключение ложных (обходных) цепей. Под ложной понимается не предусмотренная при проектировании цепь, возникновение которой может привести к ложному действию схемы. Такие ложные цепи могут возникать при отсутствии в схемах необходимых разделительных и размножительных реле, при нечетком разделении цепей управления и сигнализации, при недоучете возможности возникновения случайных заземлений или разрывов цепи в той или иной части схемы. Это особенно важно для цепей управления: работа включающих или отключающих электромагнитов должна иметь место только тогда, когда замкнуты контакты соответствующих устройств, дающие команду на проведение данной операции. При построении и проверке развернутых схем следует обратить внимание на так называемые поперечные цепочки, в большинстве случаев и создающие ложные цепи.

20. ЗАЩИТА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

Согласно правилам устройства электроустановок (ПУЭ), на двигателях напряжением выше 1000 В должны устанавливаться следующие устройства релейной защиты:

- защита от междуфазных коротких замыканий;
- защита от замыканий на землю;
- защита от двойных замыканий на землю;
- защита от перегрузки.

Для синхронных двигателей дополнительно требуется защита от асинхронного режима. Применяемые для этой цели виды защиты зависят от мощности электродвигателей:

В качестве защиты от междуфазных КЗ при мощности двигателей до 5000 кВт применяется токовая отсечка. Она может применяться и для двигателей большей мощности, не имеющих фазных выводов со стороны нейтрали двигателя. При двигателях большей мощности, а также если токовая отсечка для двигателей меньшей мощности не удовлетворяет требованиям чувствительности, применяется дифференциальная защита при условии, что эти двигатели имеют выводы со стороны нейтрали.

В качестве защиты от замыканий на землю при токах замыкания более 5 А для двигателей мощностью более 2000 кВт, и 10 А для двигателей меньшей мощности, применяется токовая защита нулевой последовательности, действующая на отключение. На линиях, питающих двигатели передвижных механизмов, защита от замыканий на землю, по соображениям электробезопасности, должна действовать на отключение независимо от величины тока замыкания на землю. На блоках трансформатор– двигатель защита от замыканий на землю действует на сигнал. Указанная защита входит в состав всех перечисленных ниже устройств.

В качестве защиты от двойных замыканий на землю применяется токовая защита нулевой последовательности, действующая на отключение. Она применяется в тех случаях, когда защита от замыканий на землю имеет выдержку времени. Ее применение обязательно, если защита от междуфазных КЗ выполняется в двух фазах.

Защита от перегрузки требуется для двигателей, подверженных перегрузке по технологическим причинам, или с особо тяжелыми условиями пуска. Защиту от перегрузки согласно нормам СНГ, можно выполнять с зависимой или независимой выдержкой времени. Защита от перегрузки может действовать на разгрузку механизма по

технологическим цепям или сигнал: – 1-я ступень и на отключение – 2-я ступень. Выдержка времени защиты от перегрузки при токе, равном пусковому току двигателя, выполняется большей времени его пуска. Как правило, при таком выполнении защиты двигателя имеется значительный тепловой запас – обычные двигатели по температуре выдерживают не менее двух пусков подряд. Это дает возможность выполнить действие такой защиты от перегрузки на разгрузку механизма.

Таким образом, согласно ПУЭ, на двигателях мощностью менее 5000 кВт можно иметь токовую отсечку, токовую защиту от замыканий на землю, защиту от перегрузки. Такие защиты можно выполнять на реле УЗА-АТ или УЗА-10А.2, выпускаемых компанией “Энергомашвин”. Существуют специальные защиты от перегрузки с зависимой характеристикой, совпадающей с тепловой, которая определяет тепловое состояние двигателя и позволяет полностью использовать его перегрузочную способность. Параметры этой характеристики зависят от данных самого электродвигателя: системы охлаждения, допустимой температуры для изоляции двигателя, исходной температуры двигателя или помещения. Все эти данные учитывают специальные защиты двигателей (например: MiCOM P220). Поэтому, защиты от перегрузки такого типа имеют обычно 2 ступени: ступень с меньшей выдержкой времени действует на разгрузку, с большей – на отключение. В большинстве случаев применяемые у нас защиты имеют одну уставку с зависимой или независимой выдержкой времени. Согласно ПУЭ защита от перегрузки должна действовать на сигнал, разгрузку механизмы и, лишь в крайнем случае, на отключение. В такой ситуации не требуется значительная выдержка времени, требуется отстроится только от времени само- запуска электродвигателя.

Режим асинхронного хода сопровождается перегрузкой двигателя, и на него реагируют защиты от перегрузки. Поэтому часто защита от перегрузки выполняет одновременно функцию защиты от асинхронного режима. Простые токовые защиты могут срабатывать и возвращаться при

колебаниях тока. Поэтому защиты от перегрузки в асинхронном режиме должны накапливать выдержку времени. Такой принцип должен быть заложен в защиту от перегрузки. Так же как и ранее, можно использовать две ступени защиты от перегрузки: ступень с меньшей выдержкой времени действует на ресинхронизацию, с большей на отключение. Поскольку в этом случае невозможно различить режим перегрузки и асинхронный режим, нельзя обеспечить автоматическую ресинхронизацию. При наличии дежурного персонала на объекте, он может это выявить визуально при срабатывании 1-й сигнальной ступени. Специальные защиты от потери возбуждения имеются в устройствах возбуждения крупных двигателей. Эти устройства целесообразно использовать для автоматической ресинхронизации.

Для двигателей, работающих в блоке с понижающим трансформатором, может быть выполнена общая защита, если она удовлетворяет требованиям к защите как двигателя, так и трансформатора.

Для облегчения условий самозапуска, а также для предотвращения подачи несинхронного напряжения на возбужденные синхронные двигатели или заторможенные механизмы, двигатели должны быть оборудованы защитой минимального напряжения. Эта защита может быть либо индивидуальной, либо групповой. В ряде случаев для ускорения подачи напряжения на шины, или предотвращения подачи напряжения на двигатели автоматикой внешней сети, синхронные двигатели могут быть дополнительно оборудованы защитой по понижению частоты, так как они способны длительно поддерживать напряжение в сети. Следовательно, при использовании такого реле для защиты двигателя нет необходимости в применении с этой целью специальных реле напряжения.

Кроме перечисленных обязательных для двигателей функций защиты, специальные защиты для двигателей имеют дополнительные функции, использование которых улучшает условия эксплуатации

двигателя, тем самым снижая вероятность повреждения и продлевая срок его службы. К ним относятся:

- защита от обрыва фазы;
- ограничение количества пусков;
- запрет пуска по времени прошедшего от предыдущего пуска;
- защита минимального тока или мощности;
- защита от заклинивания или затормаживания ротора.

Специальные устройства защиты двигателей могут работать не только с током и напряжением, но и с датчиками температуры.

У двигателей большой мощности существуют также технологические защиты, которые могут действовать на отключение двигателей при: повышении температуры двигателя, его подшипников, прекращении смазки подшипников, циркуляции воздуха в системе охлаждения. Необходимость этих защит и предъявляемые к ним требования излагаются в заводской документации. Эти защиты подаются на дискретные входы устройства защиты.

Специальные выносные защиты двигателей 0,4 кВ

Их имеется значительное количество вариантов.

В качестве примера рассмотрим реле РДЦ-01М

РДЦ-01м с цифровой настройкой и индикацией контролируемых параметров предназначено для защиты трехфазных асинхронных электродвигателей 0,4 кВ (127/220 В, в том числе глубинных насосов) от последствий:



- перегрузок;
- асимметрии питающей сети;
- работы с недогрузкой;
- превышения питающего напряжения;
- понижения питающего напряжения;
- неправильного чередования фаз;

- Одновременно, кроме защитных функций, реле имеет возможность индикации следующих параметров:

- потребляемого тока по каждой фазе (I_A , I_B , I_C);
- напряжения в сети по каждой фазе (U_A , U_B , U_C);
- частоты сети;
- моторесурса;
- а также аномалии в сети и причин
- наступивших аварийных состояний

Порог срабатывания перегрузки по току в диапазоне $(1,1 \dots 2,0) \cdot I_{ном}$ – вводится уставкой.

Время срабатывания при перегрузке по току зависит от времени запуска двигателя и величины пере- грузки по току.

Устройство может подключаться в цепи двигателя через трансформаторы тока (рис. 10.10) или непосредственно при токе до 5 А (рис. 10.11).

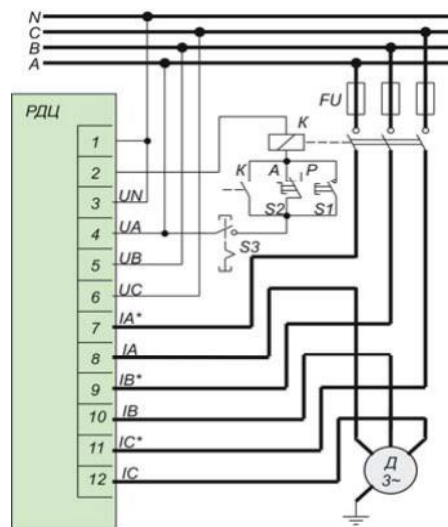
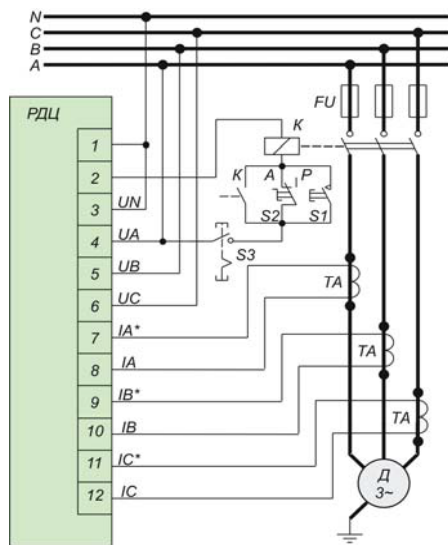


Рис. 10.10. Схема включения через внешние измерительные трансформаторы (при номинальных токах не более 5 А)

Рис. 10.11. Схема прямого включения (при номинальных токах не более 5 А)

FU – защитные предохранители; К – электромагнитный пускатель;
 S1 – вкл. двигателя; S2 – переключатель автоматическая/ручная работа (А/Р); S3 – выкл. двигателя;
 ТА – внешние измерительные трансформаторы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Смирнов Ю.А., Соколов С.В., Титов Е.В. Основы микроэлектроники и микропроцессорной техники. - М.: Издательство ЛАНЬ, 2-ое изд., испр., 2012. - 656 с.

2. Юкдин Н.А. Токовая защита электроустановок. - М.: Издательство ЛАНЬ, 2-ое изд., испр., 2011 - 288с.

б) дополнительная литература:

1. Правила устройства электроустановок. - М.: Энергоиздат, 2002. - 648 с.

2. Дьяков А.Ф., Платонов В.В. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем: Учебное пособие. - М.: Издательство МЭИ, 2000. - 248с.

3. Басс Э.И., Дорогунцев В.Г. Релейная защита электроэнергетических систем. – Под. ред. А.Ф. Дьякова. - М.: Издательство МЭИ, 2002. - 296 с.

4. Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем. - М.: Издательство МЭИ, 2000. – 504 с.

5. Этус Н.Г., Махлина Л.Н. «Технология электромонтажных работ на электростанциях и подстанциях» - М.: Энергоатомиздат, 1982. - 568 с.

6. Лезнов С.И., Махлина Л.Н. «Устройство и обслуживание вторичных цепей электроустановок» - М.: Энергоатомиздат, 1986. - 152 с.

7. Федосеев А.М., Федосеев М.А. Релейная защита электрических систем. - М.: Энергоатомиздат, 1992. – 346 с.

8. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита электроэнергетических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1998, - 800 с.

9. Окин А.А. Противоаварийная автоматика. – М.: Издательство МЭИ, 1995. – 206 с.

10. Электротехнический справочник: В 3-х т. Т. 3, Под общ. ред. В.Г. Герасимова, П.Г. Грудинского, Л.А. Жукова и др. - М.: Энергоиздат, 2000. - 656 с.

Алла Георгиевна Ротачева, *доцент кафедры энергетики АмГУ*

Александр Николаевич Козлов *доцент, кафедры энергетики АмГУ, канд. техн. наук.*

ПРОЕКТИРОВАНИЕ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Учебное пособие