ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО «ФСК ЕЭС»

СТО 56947007-29.120.70.109-2011

Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства компании «GE Multilin»

Дата введения: 09.12.2011

Издание официальное

ОАО «ФСК ЕЭС»
2011

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», а правила применения стандарта организации – ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения», общие требования к построению, изложению, оформлению, содержанию и обозначению межгосударственных стандартов, правил и рекомендаций по межгосударственной стандартизации и изменений к ним – ГОСТ 1.5-2001, правила построения, изложения, оформления и обозначения национальных стандартов Российской Федерации, общие требования к их содержанию, а также правила оформления и изложения изменений к национальным стандартам Российской Федерации – ГОСТ Р 1.5-2004.

Сведения о стандарте

РАЗРАБОТАН: предприятием ООО «Исследовательский центр «Бреслер», г. Чебоксары.

ВНЕСЕН: Департаментом технологического развития и инноваций.

УТВЕРЖДЁН И ВВЕДЁН В ДЕЙСТВИЕ:
Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 09.12.2011 № 759.

ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Замечания и предложения по стандарту организации следует направлять в Департамент технологического развития и инноваций ОАО «ФСК ЕЭС» по адресу 117630, Москва, ул. Ак.Челомея, д.5А, электронной почтой по адресу: gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

Настоящий стандарт организации не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения ОАО «ФСК ЕЭС».

Содержание

Область применения 7
Нормативные ссылки 7
Термины и определения 8
Обозначения и сокращения 8
1 Защита трансформаторов (автотрансформаторов) 10
1.1 Краткое описание микропроцессорных устройств защиты трансформаторов и автотрансформаторов производства «GE Multilin» 15
1.2 Продольная дифференциальная токовая защита трансформатора (автотрансформатора) 16
1.2.1 Краткое описание функции продольной дифференциальной токовой защиты устройства Т60 (Т35) 17
1.2.2 Активизация функции дифференциальной защиты с торможением 18
1.2.3 Минимальный дифференциальный ток срабатывания 19
1.2.4 Первый изгиб тормозной характеристики 19
1.2.5 Первый наклон тормозной характеристики 20
1.2.6 Второй изгиб тормозной характеристики 20
1.2.7 Второй наклон тормозной характеристики 20
1.2.8 Проверка чувствительности дифференциальной защиты с торможением 21
1.2.9 Функция блокировки при броске тока намагничивания 22
1.2.10 Режим блокировки при броске тока намагничивания 22
1.2.11 Уровень блокировки при броске тока намагничивания 23
1.2.12 Режим блокировки при перенасыщении 23
1.2.13 Уровень блокировки при перенасыщении 23
1.2.14 Дифференциальная токовая отсечка 24
1.3 Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению трансформатора 25
1.3.1 Расчет параметра срабатывания максимального измерительного органа тока 26
1.3.2 Расчет параметра срабатывания минимального измерительного органа напряжения 28
1.3.3 Расчет параметра срабатывания измерительного органа напряжения обратной последовательности 29
1.3.4 Расчет выдержки времени 30
1.3.5 Выбор параметров срабатывания органа направленности 30
1.3.6 Порядок расчета параметров срабатывания максимальной токовой защиты 30
1.4 Максимальная токовая защита стороны НН автотрансформатора 31
1.5 Токовая защита нулевой последовательности трансформатора со стороны ВН 31
1.5.1 Расчет параметра срабатывания измерительного органа тока нулевой последовательности 32
1.5.2 Расчет выдержки времени 34
1.6 Защита от перегрузки трансформатора (автотрансформатора) 34
1.6.1 Расчет максимального измерительного органа тока 35
1.6.2 Расчет выдержки времени 35
1.7 Контроль изоляции вводов обмотки высшего напряжения автотрансформатора 35
1.8 Устройство резервирования при отказе выключателя трансформатора (автотрансформатора) 36
1.9 Пример расчета и выбора параметров защиты двухобмоточного трансформатора на базе устройства Т60 (Т35) 38

1.9.1 Исходные данные 38
1.9.2 Параметрирование данных об аналоговых входах 39
1.9.3 Параметрирование данных об источниках 39
1.9.4 Параметрирование общих данных о защищаемом объекте. Определение опорной (базисной) стороны 40
1.9.5 Параметрирование данных об обмотке ВН защищаемого объекта 41
1.9.6 Параметрирование данных об обмотке НН защищаемого объекта 42
1.9.7 Активизация функции дифференциальной защиты с торможением 43
1.9.8 Минимальный дифференциальный ток срабатывания 43
1.9.9 Первый изгиб тормозной характеристики 44
1.9.10 Первый наклон тормозной характеристики 44
1.9.11 Второй изгиб тормозной характеристики 44
1.9.12 Второй наклон тормозной характеристики 44
1.9.13 Проверка чувствительности дифференциальной защиты с торможением 45
1.9.14 Функция блокировки при броске тока намагничивания 46
1.9.15 Режим блокировки при броске тока намагничивания 46
1.9.16 Уровень блокировки при броске тока намагничивания 46
1.9.17 Режим блокировки при перенасыщении 47
1.9.18 Уровень блокировки при перенасыщении 47
1.9.19 Дифференциальная токовая отсечка 47
1.9.20 Перечень выбранных параметров функции дифференциальной защиты 48
1.10 Пример расчета и выбора параметров срабатывания защиты автотрансформатора 220 кВ на базе устройства Т35 49
1.10.1 Исходные данные 49
1.10.2 Параметрирование данных об аналоговых входах 50
1.10.3 Параметрирование данных об источниках 51
1.10.4 Параметрирование общих данных о защищаемом объекте. Определение опорной (базисной) стороны 52
1.10.5 Параметрирование данных об обмотке ВН защищаемого объекта 53
1.10.6 Параметрирование данных об обмотке СН защищаемого объекта 54
1.10.7 Параметрирование данных об обмотке НН защищаемого объекта 55
1.10.8 Активизация функции дифференциальной защиты с торможением 56
1.10.9 Минимальный дифференциальный ток срабатывания 56
1.10.10 Первый изгиб тормозной характеристики 57
1.10.11 Первый наклон тормозной характеристики 57
1.10.12 Второй изгиб тормозной характеристики 57
1.10.13 Второй наклон тормозной характеристики 57
1.10.14 Проверка чувствительности дифференциальной защиты с торможением 58
1.10.15 Функция блокировки при броске тока намагничивания 61
1.10.16 Режим блокировки при броске тока намагничивания 61
1.10.17 Уровень блокировки при броске тока намагничивания 61
1.10.18 Режим блокировки при перенасыщении 61
1.10.19 Уровень блокировки при перенасыщении 61
1.10.20 Дифференциальная токовая отсечка 62
1.10.21 Перечень выбранных параметров защитных функций 62
2 Защита шунтирующих реакторов 64
2.1 Краткое описание микропроцессорных устройств защиты шунтирующих реакторов производства «GE Multilin» 65
2.2 Продольная дифференциальная токовая защита 66
2.2.1 Краткое описание функции продольной дифференциальной токовой защиты устройства Т60 (Т35) 66

2.2.2 Активизация функции дифференциальной защиты с торможением 68
2.2.3 Минимальный дифференциальный ток срабатывания 68
2.2.4 Первый изгиб тормозной характеристики 69
2.2.5 Первый наклон тормозной характеристики 69
2.2.6 Второй изгиб тормозной характеристики 69
2.2.7 Второй наклон тормозной характеристики 69
2.2.8 Проверка чувствительности дифференциальной защиты с торможением 70
2.2.9 Функция блокировки при броске тока намагничивания 70
2.2.10 Режим блокировки при броске тока намагничивания 70
2.2.11 Уровень блокировки при броске тока намагничивания 71
2.2.12 Режим блокировки при перенасыщении 71
2.2.13 Уровень блокировки при перенасыщении 71
2.2.14 Дифференциальная токовая отсечка 71
2.3 Поперечная дифференциальная токовая защита 72
2.4 Токовая защита нулевой последовательности 73
2.4.1 Расчет параметров срабатывания ТЗНП 73
2.4.2 Расчет параметров срабатывания второй ступени ТЗНП, включенной со стороны выводов к нейтрали 75
2.4.3 Расчет параметров срабатывания ТНЗНП 76
2.5 Контроль изоляции вводов шунтирующего реактора 78
2.6 Устройство резервирования при отказе выключателя 79
2.7 Пример расчета параметров срабатывания защиты шунтирующего реактора на базе устройства Т60 (Т35) 80
2.7.1 Исходные данные 80
2.7.2 Параметрирование данных об аналоговых входах 81
2.7.3 Параметрирование данных об источниках 81
2.7.4 Параметрирование общих данных о защищаемом объекте. Определение опорной (базисной) стороны 82
2.7.5 Параметрирование данных о стороне (обмотке) ЛВ защищаемого ШР 84
2.7.6 Параметрирование данных о стороне (обмотке) НВ1 (НВ2) защищаемого ШР 85
2.7.7 Активизация функции дифференциальной защиты с торможением 86
2.7.8 Минимальный дифференциальный ток срабатывания 86
2.7.9 Первый изгиб тормозной характеристики 87
2.7.10 Первый наклон тормозной характеристики 87
2.7.11 Второй изгиб тормозной характеристики 87
2.7.12 Второй наклон тормозной характеристики 87
2.7.13 Проверка чувствительности дифференциальной защиты с торможением 87
2.7.14 Функция блокировки при броске тока намагничивания 88
2.7.15 Режим блокировки при перенасыщении 88
2.7.16 Уровень блокировки при перенасыщении 88
2.7.17 Дифференциальная токовая отсечка 89
2.7.18 Перечень выбранных параметров функции дифференциальной защиты 89
3 Защита шин 91
3.1 Краткое описание микропроцессорных устройств защиты шин производства «GE Multilin» 91
3.2 Дифференциальная токовая защита шин 91
3.2.1 Краткое описание функции продольной дифференциальной токовой защиты устройства В90 (В30) 92
3.2.2 Активизация функции дифференциальной защиты зоны N 94
3.2.3 Минимальный дифференциальный ток срабатывания 94

3.2.4 Нижний (первый) изгиб тормозной характеристики 94
3.2.5 Нижний (первый) наклон тормозной характеристики 94
3.2.6 Верхний (второй) изгиб тормозной характеристики 95
3.2.7 Верхний (второй) наклон тормозной характеристики 95
3.2.8 Дифференциальная отсечка 96
3.3 Пример расчета и выбора параметров защиты шин 110 кВ на базе устройства B90 (B30) 96
3.3.1 Исходные данные 96
3.3.2 Параметрирование данных об аналоговых входах 97
3.3.3 Активизация функции дифференциальной защиты зоны N 98
3.3.4 Минимальный дифференциальный ток срабатывания 98
3.3.5 Нижний (первый) изгиб тормозной характеристики 98
3.3.6 Нижний (первый) наклон тормозной характеристики 99
3.3.7 Верхний (второй) изгиб тормозной характеристики 99
3.3.8 Верхний (второй) наклон тормозной характеристики 99
3.3.9 Дифференциальная отсечка 100
3.3.10 Перечень выбранных параметров защитных функций 100
Список литературы 101
Приложение А 102
Приложение Б 104
Б.1 Устройство T60 (T35) 104
Б.1.1 Параметрирование данных об аналоговых входах 104
Б.1.2 Параметрирование данных об источниках 106
Б.1.3 Параметрирование данных о защищаемом объекте 107
Б.2 Устройство B90 (B30) 112
Б.2.1 Параметрирование данных об аналоговых входах 112
Б.2.2 Конфигурирование зон сборных шин 113

Область применения

Объектом регулирования данного стандарта организации являются устройства релейной защиты производства фирмы «GE Multilin» в части выбора их уставок.

В данном стандарте приведены Методические указания по выбору параметров срабатывания микропроцессорных устройств релейной защиты трансформаторов и автотрансформаторов, шунтирующих реакторов и шин, выполненных на базе устройств T60 (T35) и B90 (B30) производства фирмы «GE Multilin».

Документ состоит из трех разделов:

– защиты трансформаторов (автотрансформаторов);

– защиты шунтирующих реакторов;

– защиты шин.

Каждый раздел содержит:

– общий перечень защит, которые должны и/или могут быть предусмотрены для данного защищаемого объекта;

– краткое описание, назначение и принцип действия устройств защиты, их функциональный состав и примеры типовых решений;

– методику расчета основных и резервных защит оборудования подстанций, реализованных на базе рассматриваемого устройства.

В первом и втором разделах рассмотрены микропроцессорные устройства защиты трансформаторов (автотрансформаторов) и шунтирующих реакторов T60 (T35).

В третьем разделе рассмотрены микропроцессорные устройства защиты шин B90 (B30).

Стандарт осуществляет регулирование путем описания методики выбора уставок вышеупомянутых устройств.

Действие стандарта организации распространяется на все филиалы ОАО «ФСК ЕЭС».

Нормативные ссылки

Настоящие методические указания соответствуют Техническим справочным руководствам и Рекомендациям производителя по расчету параметров срабатывания функции дифференциальной защиты для соответствующих устройств, Правилам устройства электроустановок (ПУЭ) и другим руководящим материалам, а также учитывают рекомендации и отзывы энергетических систем и проектных организаций.

Методические указания носят рекомендательный характер и предназначены для эксплуатационных организаций, а также могут использоваться проектными организациями.

Методические указания не рассматривают вопросы, связанные с конфигурированием защиты, т.е. предполагается, что терминал уже

сконфигурирован, при этом рассматриваются наиболее распространенные, зарекомендовавшие себя способы реализации защиты с помощью различных функций.

Термины и определения

В методических указаниях используется следующая терминология.

Термин **«защита»** используется в устоявшихся словосочетаниях, обозначающих принципы действия релейной защиты; например, дифференциальная защита, максимальная токовая защита, дистанционная защита.

Термин **«реле»** используется для обозначения физического устройства, реализующего одну функцию; например, реле тока, реле напряжения.

Под **«измерительным органом»** понимается программная функция устройства релейной защиты, выполняющая обработку аналогового сигнала (его сравнение с заданной величиной – параметром срабатывания), результатом которой является логический сигнал (срабатывание или несрабатывание); например, измерительный орган тока, измерительный орган напряжения.

Термин **«функция»** используется для обозначения совокупности измерительных органов и логических элементов, предназначенных для реализации некоторого принципа внутри микропроцессорного устройства релейной защиты; например, функция дифференциальной защиты, функция максимальной токовой защиты.

Обозначения и сокращения

АВР	автоматический ввод резерва
АПВ	автоматическое повторное включение
АТ	автотрансформатор
ВН	высшее напряжение
ДЗ	дистанционная защита
ЗП	защита от перегрузки
ИО	измерительный орган
КЗ	короткое замыкание
КИВ	контроль и защита изоляции вводов
ЛВ	линейный ввод
МТЗ	максимальная токовая защита
НВ	нейтральный ввод
НН	низшее напряжение
ОАПВ	однофазное автоматическое повторное включение
ПТТ	промежуточный трансформатор тока
РЗА	релейная защита и автоматика
РПН	регулирование под нагрузкой
СН	среднее напряжение
ТЗНП	токовая защита нулевой последовательности

ТЗОП	токовая защита обратной последовательности
ТН	трансформатор напряжения
ТНЗНП	токовая направленная защита нулевой последовательности
ТТ	трансформатор тока
УРОВ	устройство резервирования при отказе выключателя
ШР	шунтирующий реактор
ШСВ	шиносоединительный выключатель

1 Защита трансформаторов (автотрансформаторов)

В данных методических указаниях рассматриваются трансформаторы (автотрансформаторы) с высшим напряжением 110 кВ и выше. В соответствии с [2] для рассматриваемого оборудования должна быть предусмотрена релейная защита от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

а) многофазных замыканий в обмотках и на выводах;

б) однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;

в) витковых замыканий в обмотках;

г) токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;

д) токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;

е) понижения уровня масла;

ж) частичного пробоя изоляции маслонаполненных вводов 500 кВ и выше;

з) однофазных замыканий на землю в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью, если трансформатор питает сеть, в которой отключение однофазных замыканий на землю необходимо по требованиям безопасности.

Должен быть предусмотрен контроль изоляции цепей НН трансформатора (автотрансформатора) при замыканиях на землю в сетях с изолированной или компенсированной нейтралью.

В таблице 1.1 представлен перечень защит, устанавливаемых на двухобмоточных трансформаторах. В таблице 1.2 представлен полный перечень защит, устанавливаемых на трехобмоточных трансформаторах. В таблице 1.3 представлен перечень защит, устанавливаемых на автотрансформаторах с высшим напряжением 220 кВ. В таблице 1.4 представлен перечень защит, устанавливаемых на автотрансформаторах с высшим напряжением 330-750 кВ.

Таблица 1.1 – Перечень защит, устанавливаемых на двухобмоточных трансформаторах

Название защиты	Описание защиты
Газовые защиты трансформатора и его устройства РПН	Используется как чувствительная защита от внутренних повреждений. Выполняется в виде устройства газового реле, сигнал которого принимается микропроцессорной защитой. В устройстве РПН предусматривается отдельное струйное реле или реле давления.
Продольная дифференциальная токовая защита	Предназначена для защиты от всех видов замыканий в обмотках и на выводах при включении на выносные ТТ.

Название защиты	Описание защиты
Максимальная токовая защита (МТЗ) ВН и НН с возможностью пуска по напряжению	МТЗ НН резервирует защиты присоединений, отходящих от секции НН, а МТЗ ВН резервирует также основные защиты. Устанавливается на стороне ВН защищаемого трансформатора и на стороне НН в цепи каждого ответвления к выключателю низшего напряжения. Комбинированный пусковой орган (включает ИО обратной последовательности и ИО минимального напряжения) подключается к ТН со стороны НН.
Защита от перегрузки (ЗП)	Защищает трансформатор от симметричной перегрузки. Может устанавливаться со стороны ВН, для трансформаторов с расщепленной обмоткой НН – на сторонах НН1, НН2. Защита действует на сигнал. Для исключения неселективного срабатывания защиты при набросе тока при внешних КЗ или кратковременных бросках тока нагрузки защита выполняется с выдержкой времени (7 ÷ 9) с.
Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ) ВН	Обеспечивает отключение трансформатора выключателями смежных элементов в случае отказа его выключателя на стороне ВН.
Дифференциальная токовая защита ошиновки стороны НН	Выполняется с включением в зону ее действия токоограничивающего реактора (при наличии реактора).
Дифференциальная токовая защита ошиновки стороны ВН	Используется при необходимости в зависимости от первичной схемы на стороне ВН, протяженности ошиновки и других факторов.
Пуск автоматики пожаротушения	Предусматривается на трансформаторах 220-330 кВ единичной мощностью 200 МВА и более; на трансформаторах 500 кВ и выше независимо от мощности; на трансформаторах мощностью 63 МВА и более напряжением 110 кВ и выше, устанавливаемых в камерах закрытых подстанций глубокого ввода и в закрытых распределительных установках подстанций.

Таблица 1.2 – Перечень защит, устанав ливаемых на трехобмоточных трансформаторах

Название защиты	Описание защиты
Газовые защиты трансформатора и его устройства РПН	Используется как чувствительная защита от внутренних повреждений. Выполняется в виде устройства газового реле, сигнал которого принимается микропроцессорной защитой. В устройстве РПН предусматривается отдельное струйное реле или реле давления.
Продольная дифференциальная токовая защита	Предназначена для защиты от всех видов замыканий в обмотках и на выводах при включении на выносные ТТ.

Название защиты	Описание защиты
Максимальная токовая защита (МТЗ) ВН, СН и НН с возможностью пуска по напряжению	МТЗ СН и НН резервируют защиты присоединений, отходящих от секций СН и НН соответственно, а МТЗ ВН резервирует также основные защиты. Комбинированный пусковой орган (включает ИО обратной последовательности и ИО минимального напряжения) подключается к ТН со стороны СН и НН. Данный орган можно не использовать, если на стороне НН статическая нагрузка.
Токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП)	Резервирует отключение замыканий на землю на шинах и линиях со стороны ВН и СН, если со стороны СН сеть с заземленной нейтралью, а также резервирует основные защиты трансформатора. Используется при наличии питания с других сторон трансформатора. Подключается либо к ТТ со стороны ВН, либо к ТТ в нейтрали трансформатора.
Защита от перегрузки (ЗП)	Защищает трансформатор от симметричной перегрузки. На трехобмоточных трансформаторах с двусторонним питанием устанавливается на обеих питающих сторонах, на трехобмоточных трансформаторах с неравной мощностью обмоток – на всех трех сторонах, во всех остальных случаях – только со стороны ВН. Защита действует на сигнал. Для исключения неселективного срабатывания защиты при набросе тока при внешних КЗ или кратковременных бросках тока нагрузки защита выполняется с выдержкой времени (7 ÷ 9) с.
Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ) ВН (СН)	Обеспечивает отключение трансформатора выключателями смежных элементов в случае отказа срабатывания выключателя на стороне ВН (СН).
Дифференциальная токовая защита ошиновки стороны НН	Выполняется с включением в зону ее действия токоограничивающего реактора (при наличии реактора).
Дифференциальная токовая защита ошиновки стороны ВН (СН)	Используется при необходимости в зависимости от первичной схемы на стороне ВН (СН), протяженности ошиновки и других факторов.
Контроль изоляции цепей НН	Обеспечивает контроль изоляции цепей низшего напряжения при замыканиях на землю в сетях с изолированной или компенсированной нейтралью.
Пуск автоматики пожаротушения	Предусматривается на трансформаторах 220-330 кВ единичной мощностью 200 МВА и более; на трансформаторах 500 кВ и выше независимо от мощности; на трансформаторах мощностью 63 МВА и более напряжением 110 кВ и выше, устанавливаемых в камерах закрытых подстанций глубокого ввода и в закрытых распределительных установках подстанций.

Таблица 1.3 – Перечень защит, устанавливаемых на АТ с высшим напряжением 220 кВ

Название защиты	Описание защиты
Газовая защита	Используется как чувствительная защита от повреждений в кожухе АТ. Выполняется в виде устройства газового реле, сигнал которого принимается микропроцессорной защитой.
Реле давления устройства РПН	Выполняется в виде устройства газового реле, сигнал которого принимается микропроцессорной защитой. Предусматривается струйное реле или реле давления, реагирующее на повреждения в контактном объеме РПН добавочного трансформатора.
Продольная дифференциальная токовая защита	Предназначена для защиты от всех видов КЗ в обмотках и на выводах при включении на выносные или встроенные ТТ без выдержки времени.
Максимальная токовая защита (МТЗ) НН с возможностью пуска по напряжению	Предназначена для защиты АТ от внешних КЗ на стороне НН и резервирования основных защит стороны НН (6-10-35 кВ) АТ. Подключается к ТТ ввода стороны НН АТ.
Защита от перегрузки (ЗП)	Защищает АТ от симметричной перегрузки. Может устанавливаться со сторон ВН и НН, а также со стороны выводов обмоток АТ к нейтрали (общей обмотки АТ). Защита действует на сигнал. Для обеспечения недействия защиты при увеличении тока при внешних КЗ или кратковременных бросках тока нагрузки защита выполняется с выдержкой времени (7 ÷ 9) с.
Защиты от неполнофазного режима	Предназначена для защиты от неполнофазного режима, возникающего при отключении не всеми фазами выключателя АТ стороны ВН или СН в предположении установки выключателей с пофазным приводом.
Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ) ВН и СН	Обеспечивает отключение автотрансформатора выключателями смежных элементов в случае отказа его выключателей на стороне ВН и СН.
Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ) НН	Устанавливается со стороны НН АТ. Обеспечивает отключение АТ выключателями смежных элементов в случае отказа срабатывания выключателя ВН и СН при КЗ за токоограничивающим реактором.
Дифференциальная токовая защита цепей стороны НН	Предназначена для защиты цепей НН, включая токоограничивающие реакторы и линейные регулировочные трансформаторы. Подключается к ТТ, встроенному во ввод стороны НН АТ, и ТТ в цепи выключателей, питающих секции НН. Действует на отключение АТ со всех сторон с запретом АПВ.
Дифференциальная токовая защита ошиновки стороны ВН (СН)	Используется при необходимости в зависимости от первичной схемы на стороне ВН (СН), протяженности ошиновки и других факторов.

Название защиты	Описание защиты
Контроль изоляции цепей НН	Обеспечивает контроль изоляции цепей НН при замыканиях на землю в сетях с изолированной или компенсированной нейтралью. Осуществляет контроль изоляции цепей стороны НН с помощью реле напряжения, действующего на сигнал с выдержкой времени, и выполняется в виде отдельного устройства, прием сигнала которого должна обеспечивать микропроцессорная защита.
Пуск автоматики пожаротушения	Предусматривается на автотрансформаторах 220 кВ единичной мощностью 200 МВА и более; на автотрансформаторах мощностью 63 МВА и более, устанавливаемых в камерах закрытых подстанций глубокого ввода и в закрытых распределительных установках подстанций.

Таблица 1.4 – Перечень защит, устанавливаемых на АТ с высшим напряжением (330 ÷ 750) кВ

Название защиты	Описание защиты
Газовая защита	Используется как чувствительная защита от повреждений в кожухе АТ. Выполняется в виде устройства газового реле, сигнал которого принимается микропроцессорной защитой.
Реле давления устройства РПН	Выполняется в виде устройства газового реле, сигнал которого принимается микропроцессорной защитой. Предусматривается струйное реле или реле давления, реагирующее на повреждения в контактном объеме РПН добавочного трансформатора.
Продольная дифференциальная токовая защита	Предназначена для защиты от всех видов КЗ в обмотках и на выводах при включении на выносные или встроенные ТТ без выдержки времени.
Максимальная токовая защита (МТЗ) НН с возможностью пуска по напряжению	Предназначена для резервирования основных защит стороны НН (6-10-35 кВ) АТ. Подключается к ТТ ввода стороны НН АТ.
Защита от перегрузки (ЗП)	Защищает автотрансформатор от симметричной перегрузки. Может устанавливаться со сторон ВН и НН, а также со стороны выводов обмоток АТ к нейтрали (общей обмотки АТ). Защита действует на сигнал. Для обеспечения недействия защиты при увеличении тока при внешних КЗ или кратковременных бросках тока нагрузки защита выполняется с выдержкой времени (7 ÷ 9) с.
Защиты от неполнофазного режима	Предназначена для защиты от неполнофазного режима, возникающего при включении и отключении не всеми фазами выключателя АТ стороны ВН или СН в предположении установки выключателей с пофазным приводом.
Устройство контроля изоляции вводов (КИВ)	Предназначено для контроля состояния изоляции маслонаполненных вводов 500 (750) кВ АТ.
Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ) ВН и СН	Обеспечивает отключение автотрансформатора выключателями смежных элементов в случае отказа его выключателей на стороне ВН и СН.

Название защиты	Описание защиты
Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ) НН	Устанавливается со стороны НН АТ. Обеспечивает отключение АТ выключателями смежных элементов в случае отказа срабатывания выключателя ВН и СН при КЗ за токоограничивающим реактором.
Дифференциальная токовая защита цепей стороны НН	Предназначена для защиты цепей НН, включая токоограничивающие реакторы и линейные регулировочные трансформаторы. Подключается к ТТ, встроенному во ввод стороны НН АТ, и ТТ в цепи выключателей, питающих секции НН. Действует на отключение АТ со всех сторон с запретом АПВ.
Дифференциальная токовая защита ошиновки стороны ВН (СН)	Используется при необходимости в зависимости от первичной схемы на стороне ВН (СН), протяженности ошиновки и других факторов.
Контроль изоляции цепей НН	Обеспечивает контроль изоляции цепей низшего напряжения при замыканиях на землю в сетях с изолированной или компенсированной нейтралью. Выполняется с помощью реле напряжения, действующего на сигнал с выдержкой времени, в виде отдельного устройства, прием сигнала которого должна обеспечивать микропроцессорная защита.
Пуск автоматики пожаротушения	Предусматривается на автотрансформаторах 500 кВ и выше независимо от мощности.

В данном документе будут рассмотрены защиты трансформаторов (автотрансформаторов) на базе устройств Т60 (Т35) производства фирмы «GE Multilin».

1.1 Краткое описание микропроцессорных устройств защиты трансформаторов и автотрансформаторов производства «GE Multilin»

Устройства защиты Т60 (Т35) могут применяться для защиты двухобмоточных и трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов.

Рассматриваемые устройства относятся к серии UR (Universal Relay – универсальные реле) и предназначены для построения систем РЗА объектов производства, передачи и распределения электроэнергии на напряжение от 110 до 750 кВ.

Устройства серии UR построены на единой платформе по модульному принципу. Модули, из которых построены устройства, максимально унифицированы и могут устанавливаться в различные реле. Устройства обладают следующими основными возможностями:

– защита и управление;

– мониторинг и измерение;

– самодиагностика;

– программирование функций защиты и управления с использованием гибкой логики FlexLogic™;

– каналы связи.

Устройство Т60 может быть сконфигурировано максимум для четырех групп трехфазных токовых входов и четырех входов для токов нулевого провода и может удовлетворять требованиям применения при подключении обмоток трансформатора через два выключателя, например, в кольцевых или полуторных схемах.

Устройство Т35 доступно с $2 \div 6$ группами трехфазных входов: либо ТТ, либо ТТ и ТН, и применяется в схемах с максимум 6 выключателями/ТТ, относящимися к обмоткам трансформатора.

Устройства Т60 и Т35 внутренне выполняют выравнивание (компенсацию) сдвига фаз и различия амплитуд, исключая необходимость подключения и использования промежуточных ТТ.

Орган дифференциальной защиты с процентным торможением является основной функцией защиты, и идентичен в обоих реле Т60 и Т35.

В устройствах предусмотрено использование от 1 до 6 групп уставок для каждого органа защиты. Рабочие характеристики этих органов определяются активной в конкретный момент времени группой уставок.

Методика расчета параметров срабатывания защитных функций устройства Т60 (Т35), приведенная в данном разделе, соответствует [7] и [8].

Расчеты рекомендуется выполнять в следующем порядке:

– проверка обеспечения цифрового выравнивания токов плеч защиты (в соответствии с пунктом Б.1 Приложения Б);

– проверка обеспечения выполнения требований к ТТ в схемах дифференциальной токовой защиты;

– параметрирование данных об аналоговых входах устройства и о защищаемом объекте (в соответствии с пунктом Б.1 Приложения Б);

– непосредственный расчет параметров срабатывания используемых функций устройства в соответствии с методикой, изложенной в данном разделе ниже.

В таблице А.1 Приложения А приведен список параметров защитных функций, подлежащих заданию в устройстве защиты, для всех описанных защитных функций.

1.2 Продольная дифференциальная токовая защита трансформатора (автотрансформатора)

Продольная дифференциальная защита трансформатора (автотрансформатора) используется в качестве защиты от всех видов замыканий в обмотках и на выводах при включении на выносные ТТ и должна быть отстроена от бросков тока намагничивания и переходных значений токов небаланса как в нагрузочном режиме, так и при внешних КЗ.

В данном разделе рассмотрены методики расчета параметров срабатывания продольной дифференциальной токовой защиты устройств Т60 и Т35: для функции «Percent Differential» (дифференциальная защита с процентным торможением) и для функции (дифференциальная отсечка).

1.2.1 Краткое описание функции продольной дифференциальной токовой защиты устройства Т60 (Т35)

Характеристика срабатывания дифференциальной токовой защиты с торможением устройства Т60 (Т35) представлена на рисунке 1.1.

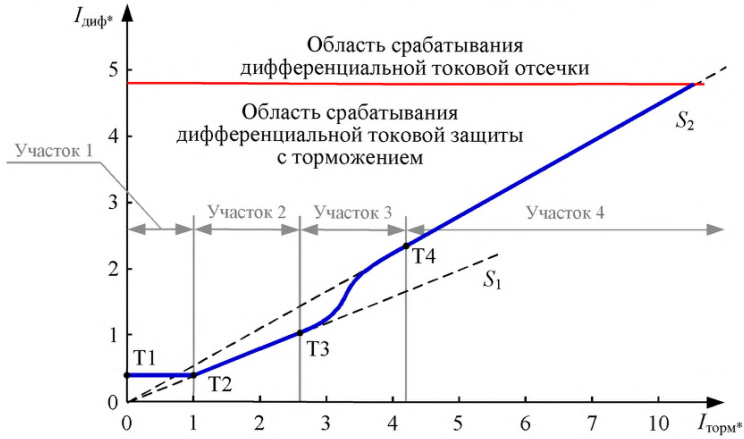


Рисунок 1.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной токовой защиты с торможением устройства Т60 (Т35)

По оси ординат откладывается дифференциальный ток, равный сумме векторов токов всех обмоток:

$$I_{\text{äèô}} = \left|\underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_3 + \underline{I}_4\right|, \tag{1.1}$$

где $\underline{I}_1$, $\underline{I}_2$, $\underline{I}_3$, $\underline{I}_4$ – основные гармоники векторов токов обмоток с учетом выравнивания амплитуд и фазового сдвига между обмотками и компенсации тока нулевой последовательности (для тех обмоток, для которых параметр «Winding N Grounding» принят равным «Within Zone»).

По оси абсцисс откладывается тормозной ток, который рассчитывается как максимальное значение из модулей векторов токов обмоток:

$$I_{\text{òîðì}} = \max\left(\left|\underline{I}_1\right|, \left|\underline{I}_2\right|, \left|\underline{I}_3\right|, \left|\underline{I}_4\right|\right). \tag{1.2}$$

Характеристика срабатывания состоит из четырех участков:

– **первый участок** (Участок 1) – горизонтальная линия между точками Т1 и Т2 (см. таблицу 1.5);

– **второй участок** (Участок 2) – прямая линия между точками Т2 и Т3 с наклоном S_1;

– **третий участок** (Участок 3) – кривая, соединяющая точки Т3 и Т4. Зависимость дифференциального тока от тормозного на этом участке описывается выражением

$$I_{\text{диф*}} = C_0 + C_1 I_{\text{торм*}} + C_2 I^2_{\text{торм*}} + C_3 I^3_{\text{торм*}}, \tag{1.3}$$

где $C_0 = \frac{2 \cdot (S_1 - S_2) \cdot B_1^2 \cdot B_2^2}{(B_1 - B_2)^3}$,

$C_1 = \frac{S_2 \cdot B_1 \cdot (B_1^2 + B_1 \cdot B_2 + 4 \cdot B_2^2) - S_1 \cdot B_2 \cdot (B_2^2 + B_1 \cdot B_2 + 4 \cdot B_1^2)}{(B_1 - B_2)^3}$,

$C_2 = \frac{2 \cdot (S_1 - S_2) \cdot (B_1^2 + B_1 \cdot B_2 + B_2^2)}{(B_1 - B_2)^3}$,

$C_3 = \frac{(S_1 - S_2) \cdot (B_1 + B_2)}{(B_1 - B_2)^3}$;

B_1 и B_2 – первая и вторая точки изгиба соответственно, принимаются равными значениями параметров «Percent Differential Break 1» и «Percent Differential Break 2»;

S_1 и S_2 – первый и второй наклоны характеристики срабатывания соответственно, принимаются равными значениями параметров «Percent Differential Slope 1» и «Percent Differential Slope 2»;

– **четвертый участок** (Участок 4) – прямая линия от точки Т4 с наклоном S_2.

В таблице 1.5 даны координаты точек, ограничивающих участки характеристики срабатывания (Т1, Т2, Т3 и Т4)

Таблица 1.5 – Координаты точек, ограничивающих участки характеристики срабатывания

Точка	Координата по оси $I_{торм*}$	Координата по оси $I_{диф*}$
Т1	0	«Percent Differential Pickup»
Т2	«Percent Differential Pickup» / («Percent Differential Slope 1» / 100 %)	«Percent Differential Pickup»
Т3	«Percent Differential Break 1» / 100 %	«Percent Differential Break 1» × («Percent Differential Slope 1» / 100 %)
Т4	«Percent Differential Break 2» / 100 %	«Percent Differential Break 2» · («Percent Differential Slope 2» / 100 %)

Функция дифференциальной защиты устройства Т60 (Т35) предусматривает возможность использования блокировки при броске тока намагничивания «Inrush Inhibit» и блокировку при перенасыщении «Overexcitation Inhibit».

Работа дифференциальной отсечки основана на сравнении измеренного значения дифференциального тока $I_{диф}$ с задаваемым пользователем пороговым значением «Instantaneous Differential Pickup».

1.2.2 Активизация функции дифференциальной защиты с торможением

Для активизации функции дифференциальной защиты «Percent Differential» предназначен параметр «Percent Differential Function», который может быть принят равным одному из значений:

«Disabled» – функция дифференциальной токовой защиты отключена;
«Enabled» – функция дифференциальной токовой защиты включена.

1.2.3 Минимальный дифференциальный ток срабатывания

Параметр «Percent Differential Pickup» (срабатывание дифференциальной токовой защиты с торможением) задает минимальный дифференциальный ток срабатывания защиты. Величину параметра рекомендуется выбирать по условию отстройки от небаланса в нормальном нагрузочном режиме работы защищаемого трансформатора (автотрансформатора), а также в переходных режимах при малых сквозных токах.

Минимальный дифференциальный ток срабатывания рекомендуется рассчитывать по выражению:

$$I_{\text{с.з,мин}} \geq k_{\text{отс}} I_{\text{нб,расч*}}, \tag{1.4}$$

где $k_{\text{отс}} = (1{,}1 \div 1{,}2)$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{нб,расч*}} = \left(k_{\text{пер}} \varepsilon_* + \Delta U_{\text{рег*}} + \Delta f_{\text{выр*}}\right) I_{\text{торм,расч*}}$ – относительный расчетный ток небаланса;

$k_{\text{пер}} = 2{,}0$ – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей при малых сквозных токах или КЗ);

ε_* – относительная погрешность, обусловленная трансформаторами тока. Для ТТ классов 10Р и 5Р рекомендуется принимать равной 0,1 и 0,05 соответственно;

$\Delta U_{\text{рег*}}$ – составляющая расчетного тока небаланса, обусловленная погрешностью регулирования напряжения. Принимается равной максимальному отклонению напряжения от номинального при регулировании под нагрузкой в относительных величинах;

$\Delta f_{\text{выр*}} = 0{,}02$ – относительная погрешность, обусловленная выравниванием токов сторон в устройстве защиты;

$I_{\text{торм,расч*}} = 1{,}0$ – расчетный тормозной ток, принимаемый равным относительному номинальному току защищаемого трансформатора (автотрансформатора).

Значение уставки по минимальному дифференциальному току срабатывания «Percent Differential Pickup» рекомендуется принимать равным не менее 0,3.

1.2.4 Первый изгиб тормозной характеристики

Параметр «Percent Differential Break 1» (изгиб 1 дифференциальной токовой защиты с торможением) определяет начало торможения характеристики (координату точки Т2 оси тормозного тока, см. рисунок 1.1), т.е. начало первого изгиба.

Параметр «Percent Differential Break 1» рекомендуется выбирать равным тормозному току в режиме, в котором наиболее нагруженный ТТ еще работает без насыщения (на вертикальном линейном участке кривой намагничивания).

В случае отсутствия соответствующих данных о трансформаторах тока уставку рекомендуется задавать равной 2,0.

1.2.5 Первый наклон тормозной характеристики

Уставка «Percent Differential Slope 1» (наклон 1 дифференциальной защиты с торможением) определяет наклон на втором участке характеристики срабатывания (рисунок 1.1).

Уставку «Percent Differential Slope 1» необходимо выбирать по условию отстройки от тока небаланса при внешнем КЗ, соответствующего уставке «Percent Differential Break 1», учитывая то, что полная погрешность ТТ в таком режиме не превышает нормированной при вторичной нагрузке ТТ, не превышающей номинальную:

$$S_1 \geq k_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб,расч*}} \cdot 100\,\%, \qquad (1.5)$$

где $k_{\text{отс}} = (1{,}1 \div 1{,}2)$ – коэффициент отстройки;

$K_{\text{нб,расч*}} = k_{\text{пер}}\varepsilon_* + \Delta U_{\text{рег*}} + \Delta f_{\text{выр*}}$ – относительный расчетный коэффициент небаланса;

$k_{\text{пер}} = 2{,}0$ – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей при малых сквозных токах или КЗ);

ε_* – относительная погрешность, обусловленная трансформаторами тока. Для ТТ классов 10Р и 5Р рекомендуется принимать равной 0,1 и 0,05 соответственно;

$\Delta U_{\text{рег*}}$ – составляющая расчетного тока небаланса, обусловленная погрешностью регулирования напряжения. Принимается равной максимальному отклонению напряжения от номинального при регулировании под нагрузкой в относительных величинах;

$\Delta f_{\text{выр*}} = 0{,}02$ – относительная погрешность, обусловленная выравниванием токов сторон в устройстве защиты.

1.2.6 Второй изгиб тормозной характеристики

Параметр «Percent Differential Break 2» (изгиб 2 дифференциальной токовой защиты с торможением) определяет начало области торможения со вторым наклоном (координату точки Т4 по оси тормозного тока, см. рисунок 1.1), обеспечивающего устойчивость функционирования при тяжелых сквозных КЗ, при которых насыщение ТТ приводит к возникновению большого дифференциального тока. Параметр «Percent Differential Break 2» следует задавать ниже уровня тока КЗ, который может насытить некоторые ТТ только одними периодическими составляющими. Параметр рекомендуется задавать равным (4,0 ÷ 5,0).

1.2.7 Второй наклон тормозной характеристики

Параметр «Percent Differential Slope 2» (наклон 2 дифференциальной защиты с торможением) обеспечивает устойчивое функционирование при тяжелых сквозных КЗ, при которых насыщение ТТ приводит к возникновению

большого дифференциального тока и определяет наклон четвертого участка тормозной характеристики.

Параметр «Percent Differential Slope 2» необходимо выбирать по условию отстройки от тока небаланса при максимальном токе внешнего КЗ с учетом фактической погрешности ТТ при таком токе и фактической вторичной нагрузке по выражению:

$$S_2 \geq k_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб.расч*}} \cdot 100\%, \quad (1.6)$$

где $k_{\text{отс}} = (1{,}1 \div 1{,}2)$ – коэффициент отстройки;

$K_{\text{нб.расч*}} = k_{\text{пер}} \varepsilon_* + \Delta U_{\text{рег*}} + \Delta f_{\text{выр*}}$ – относительный расчетный коэффициент небаланса;

$k_{\text{пер}} = (2 \div 4)$ – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей). Максимальное значение используется при наличии большой доли двигательной нагрузки;

ε_* – относительная погрешность, обусловленная трансформаторами тока. Для ТТ классов 10Р и 5Р рекомендуется принимать равной 0,1 и 0,05 соответственно;

$\Delta U_{\text{рег*}}$ – составляющая расчетного тока небаланса, обусловленная погрешностью регулирования напряжения. Принимается равной максимальному отклонению напряжения от номинального при регулировании под нагрузкой в относительных величинах;

$\Delta f_{\text{выр*}} = 0{,}02$ – относительная погрешность, обусловленная выравниванием токов сторон в устройстве защиты.

1.2.8 Проверка чувствительности дифференциальной защиты с торможением

Проверку чувствительности рекомендуется выполнять графически по следующему алгоритму.

1) Строится тормозная характеристика в соответствии с описанным в п.1.2.1 алгоритмом с учетом принятых значений параметров «Percent Differential Pickup», «Percent Differential Break 1», «Percent Differential Break 2», «Percent Differential Slope 1», «Percent Differential Slope 2».

2) На полученной характеристике отмечаются расчетные точки внутренних повреждений с координатами ($I_{\text{торм,расч*}}$, $I_{\text{диф,расч*}}$). В качестве расчетных рекомендуется рассматривать максимальные и минимальные значения тока КЗ на выводах защищаемого трансформатора (автотрансформатора).

3) Для каждой точки проверяется коэффициент чувствительности по условию:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{диф.расч*}}}{I_{\text{диф.хс*}}} \geq 2{,}0, \quad (1.7)$$

где $I_{\text{диф,расч*}}$ и $I_{\text{диф,хс*}}$ – относительные дифференциальные токи, соответствующие расчетной точке КЗ и координате точки характеристики срабатывания (ХС) при тормозном токе, равном $I_{\text{торм,расч*}}$.

1.2.9 Функция блокировки при броске тока намагничивания

Параметр «Inrush Inhibit Function» (функция блокировки при броске тока намагничивания) предоставляет возможность выбора режима работы блокировки дифференциальной защиты по 2-ой гармонике при броске тока намагничивания. Параметр может быть принят равным одному из двух значений:

– «Adapt. 2nd» (адапт. 2ая) – адаптивная. Реагирует как на значение, так и на фазовый угол 2-ой гармоники по отношению к составляющей основной частоты;

– «2Trad. 2nd» (трад. 2ая) – традиционная. Реагирует на отношение значения 2-ой гармоники к значению составляющей основной частоты.

Параметр «Inrush Inhibit Function» следует задавать равным значению «Adapt. 2nd» для автотрансформаторов и мощных трансформаторов, для которых характерен бросок тока намагничивания с низким содержанием второй гармоники (менее 15%), Магнитопроводы таких автотрансформаторов и трансформаторов изготовлены из стали с высокими значениями магнитной индукции, при которой происходит насыщение стали. Во всех остальных случаев необходимо применять значение «Trad. 2nd».

В условиях российской эксплуатации параметр «Inrush Inhibit Function» всегда рекомендуется принимать равным «2Trad. 2nd».

1.2.10 Режим блокировки при броске тока намагничивания

Параметр «Inrush Inhibit Mode» (режим блокировки при броске тока намагничивания) определяет режим блокировки при бросках тока намагничивания.

При бросках тока намагничивания современных трансформаторов может возникать низкое значение 2-ой гармоники. Это может приводить к ложному отключению защищаемого трансформатора. Снижение порогового значения блокировки по 2-ой гармонике может быть опасным из-за снижения надежности и увеличения времени срабатывания защиты. Низкое отношение 2-ой гармоники вызывает проблемы только для одной фазы. Это можно использовать как средство для обеспечения надежности путем использования перекрестной блокировки, и не снижать пороговое значение блокировки при броске тока намагничивания.

Параметр может быть принят равным одному из значений:

– «Per Phase» (пофазно). В этом случае устройство выполняет блокировку при броске тока намагничивания индивидуально для каждой фазы. Для современных трансформаторов (автотрансформаторов) данный режим рекомендуется использовать, если параметр «Inrush Inhibit Function» принят равным «Adapt. 2nd»;

– «2-out-of-3» (2 из 3). В этом случае устройство проверяет уровень второй гармоники отдельно во всех трех фазах. Если в любых двух фазах выполняется условие блокировки, то оставшаяся фаза блокируется автоматически;

– «Average» (среднее). В этом случае устройство рассчитывает среднее отношение 2-ой гармоники и сравнивает это среднее значение с пороговым значением блокировки при броске тока намагничивания. Этот режим может использоваться только в том случае, если параметр «Inrush Inhibit Function» принят равным «2Trad. 2nd».

В условиях российской эксплуатации параметр «Inrush Inhibit Mode» рекомендуется всегда принимать равным «2-out-of-3».

1.2.11 Уровень блокировки при броске тока намагничивания

Параметр «Inrush Inhibit Level» (уровень блокировки при броске тока намагничивания) определяет уровень составляющей второй гармоники в токе при броске тока намагничивания трансформатора (автотрансформатора), при превышении которого элемент дифференциальной защиты с процентным торможением блокируется.

При задании данной уставки необходимо принимать во внимание значение уставки «Inrush Inhibit Mode». Рекомендуемое значение параметра 14 %.

1.2.12 Режим блокировки при перенасыщении

Параметр «Overexcitation Inhibit Mode» (режим блокировки при перенасыщении) определяет режим работы блокировки при перенасыщении. Режим перенасыщения, вызванный увеличением соотношения напряжения к частоте, представляет опасность для защищаемого трансформатора (автотрансформатора), поэтому и используется защита от перенасыщения. Однако, конкретный трансформатор выдерживает режим перенасыщения в течение ограниченного времени, т.к. опасность связана с тепловыми процессами в сердечнике. Мгновенное отключение трансформатора (автотрансформатора) от дифференциальной защиты не желательно. Для блокировки функции дифференциальной защиты в режимах перенасыщения реле использует отношение 5-ой гармоники. Параметр может быть принят равным «Disabled» (выведено) или «5th» (5ая).

В условиях российской эксплуатации параметр «Overexcitation Inhibit Mode» рекомендуется принимать равным «Disabled».

1.2.13 Уровень блокировки при перенасыщении

Параметр «Overexcitation Inhibit Level» (уровень блокировки при перенасыщении) предназначен для обеспечения блокировки дифференциальной защиты при перенасыщении и используется только когда параметр «Overexcitation Inhibit Mode» задан равным «5th» (5ая). Когда уровень 5-ой гармоники превышает заданный параметр (отношение 5-ой гармоники) дифференциальная защита блокируется. Блокировка при перенасыщении работает пофазно.

Если параметр «Overexcitation Inhibit Mode» задан равным «5th», то значение параметра «Overexcitation Inhibit Level» рекомендуется принимать равным 10 %, а в противном случае – значению по умолчанию.

1.2.14 Дифференциальная токовая отсечка

Функция мгновенной дифференциальной токовой защиты (дифференциальная токовая отсечка) работает, как измерительный орган максимального тока без выдержки времени, реагирующий на значение измеренного дифференциального тока (отфильтрованная составляющая основной гармоники). Срабатывание функции происходит при превышении дифференциальным током порогового значения (дифференциальный ток срабатывания) – параметр «Instantaneous Differential» (дифференциальная отсечка).

Для активизации функции дифференциальной токовой отсечки предназначен параметр «Instantaneous Differential Function», который может быть принят равным одному из значений:

«Disabled» – функция дифференциальной токовой отсечки отключена;

«Enabled» – функция дифференциальной токовой отсечки включена.

Ток срабатывания рекомендуется рассчитывать по следующим условиям:

– обеспечение отстройки от броска тока намагничивания. При этом параметр срабатывания «Instantaneous Differential» рекомендуется принимать в соответствии с выражением:

$$I_{\text{до}*} \geq 5{,}0\,; \tag{1.8}$$

– обеспечение отстройки от максимального тока небаланса при внешних повреждениях. Для этого параметр срабатывания «Instantaneous Differential» должен удовлетворять условию:

$$I_{\text{до}*} \geq k_{\text{отс}} I_{\text{нб,расч}*}, \tag{1.9}$$

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

$I_{\text{нб,расч}*} = \left(k_{\text{пер}}\varepsilon_* + \Delta U_{\text{рег}*} + \Delta f_{\text{выр}*}\right) I_{\text{скв,макс}*}$ – относительный расчетный ток небаланса;

$k_{\text{пер}} = (2 \div 3)$ – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей). Максимальное значение используется при наличии большой доли двигательной нагрузки;

ε_* – относительная погрешность, обусловленная трансформаторами тока. Для ТТ классов 10Р и 5Р рекомендуется принимать равной 0,1 и 0,05 соответственно;

$\Delta U_{\text{рег}*}$ – составляющая расчетного тока небаланса, обусловленная погрешностью регулирования напряжения. Принимается равной максимальному отклонению напряжения от номинального при регулировании под нагрузкой в относительных величинах;

$\Delta f_{\text{выр}*} = 0{,}02$ – относительная погрешность, обусловленная выравниванием токов сторон в устройстве защиты;

$I_{\text{скв,макс}*}$ – максимальный сквозной ток при внешнем КЗ в относительных единицах от номинального тока опорной стороны:

$$I_{\text{скв,макс}*} = \frac{I_{\text{кз,макс}}}{I_{\text{ном,опор}}}, \qquad (1.10)$$

где $I_{\text{кз,макс}}$ – максимальный ток при внешнем трехфазном КЗ, приведенный к опорной стороне;

$I_{\text{ном,опор}}$ – номинальный первичный ток ТТ опорной стороны защищаемого трансформатора (автотрансформатора).

1.3 Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению трансформатора

Для резервирования основных защит трансформатора и резервирования отключения КЗ на шинах НН предусматривается максимальная токовая защита со стороны ВН с возможностью комбинированного пуска по напряжению. Защита использует токи ТТ на стороне ВН и напряжения ТН на стороне НН, а для трехобмоточных трансформаторов еще и напряжения ТН на стороне СН.

Для отключения КЗ на шинах НН и для резервирования защит элементов, присоединенных к этим шинам, предусматривается МТЗ в цепи каждого ответвления к выключателю НН трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению. Защита подключается по токовым цепям к ТТ стороны НН трансформатора, по цепям напряжения – к ТН НН и действует на отключение выключателя НН трансформатора.

Для отключения КЗ на шинах СН и для резервирования защит элементов, присоединенных к этим шинам, предусматривается МТЗ с возможностью комбинированного пуска по напряжению. Защита подключается по токовым цепям к ТТ стороны СН трансформатора, по цепям напряжения – к ТН СН, и действует на отключение выключателя СН трансформатора.

При расчете параметров срабатывания ИО и величин выдержек времени необходимо учитывать, что максимальная токовая защита должна обеспечивать селективное отключение только той обмотки трансформатора, которая непосредственно питает место повреждения. Кроме того, на трансформаторах с двухсторонним и трехсторонним питанием для обеспечения селективности МТЗ должна быть выполнена направленной.

Параметры срабатывания МТЗ выбираются по следующим условиям:

а) обеспечение отстройки от максимального тока нагрузки;

б) согласование с защитами отходящих элементов сети (например, ВЛ соответствующего напряжения);

в) по согласованию с МТЗ вышестоящих элементов. Это делается для того, чтобы не менять, по возможности, параметров срабатывания защит сети более высокого напряжения;

г) по чувствительности к междуфазным КЗ за трансформатором в минимальном режиме с коэффициентом не ниже 1,5.

Необходимо также учитывать, что если нейтраль трансформатора заземлена, то должно быть исключено неселективное действие МТЗ ВН при коротких замыканиях на землю в сети высшего напряжения. Это обеспечивается использованием соединения обмоток ТТ по схеме «треугольник» (подключением защиты на линейные токи).

МТЗ с комбинированным пуском по напряжению используется на подстанциях с двигательной нагрузкой. В этом случае параметры срабатывания по напряжению должны быть отстроены от просадки напряжения на секциях НН, возникающей при самозапуске двигателей. В этом случае отстройка токового ИО от кратковременных пусковых токов (токов самозапуска) не требуется. Выбранная таким образом защита оказывается чувствительной к КЗ на секциях НН.

На трансформаторах с двух и более сторонним питанием для обеспечения селективности защита выполняется направленной. На трехобмоточном трансформаторе с питанием со стороны ВН и СН максимальная токовая защита со стороны СН должна быть выполнена направленной в сеть среднего напряжения с выдержкой времени, меньшей выдержки времени МТЗ ВН, и ненаправленной с выдержкой времени, большей выдержек времени МТЗ ВН и МТЗ НН.

1.3.1 Расчет параметра срабатывания максимального измерительного органа тока

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки и рассчитывается по выражению:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{K_{\text{отс}} K_{\text{сзп}}}{K_{\text{в}}} I_{\text{раб,макс}}, \tag{1.11}$$

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

$K_{\text{сзп}}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки; зависит от удаленности, процентного содержания в нагрузке и порядка отключения двигателей. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят равным (1,5 ÷ 2,5). Для бытовой нагрузки, имеющей в своем составе малую долю электродвигателей, принимают коэффициент самозапуска по опытным данным $K_{\text{сзп}} = 1{,}2 \div 1{,}3$; для городских сетей общего назначения $K_{\text{сзп}} = 2{,}5$; для сельских сетей $K_{\text{сзп}} = 2$;

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

$I_{\text{раб,макс}}$ – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

При выборе максимального рабочего тока необходимо рассматривать отключение параллельно работающего трансформатора, включение трансформатора от АПВ на неотключенную нагрузку, автоматическое подключение нагрузки при действии АВР в случае исчезновения напряжения на соседней секции. На практике для двухтрансформаторных подстанций

принимают $I_{раб,макс} = 1{,}4I_{ном}$, где $I_{ном}$ – номинальный ток защищаемого трансформатора рассматриваемой стороны, из соображений, что в работе находятся оба трансформатора с загрузкой $0{,}7I_{ном}$, а при выводе в ремонт одного из трансформаторов нагрузка переводится на второй. Если допустимо по чувствительности, то $I_{раб,макс}$ может быть принят равным $(1{,}5 \div 2{,}0)I_{ном}$. Кроме того, возможно ограничение нагрузки по первичному току ТТ, т.к. на ТТ допускается только незначительный перегруз в соответствии с [1, таблица 10], а также по номинальному току токоограничивающего реактора, для которого перегруз не допускается. Если в цепи есть токоограничивающий реактор, то коэффициент самозапуска $K_{сзп}$ принимается равным 1,0, что связано с влиянием большого сопротивления реактора. В случае отсутствия влияния перечисленных факторов или отсутствия соответствующей информации, максимальный рабочий ток может быть принят номинальному току $I_{ном}$.

Первичный ток срабатывания МТЗ с пуском или без пуска по напряжению по условию согласования по чувствительности рассматриваемой защиты с защитами от многофазных КЗ предыдущих элементов, установленными на сторонах более низкого напряжения защищаемого трансформатора, рассчитывается по следующим выражениям:

– согласование с МТЗ:

$$I_{с.з} = K_{отс} K_{ток} I_{с.з,пред}, \tag{1.12}$$

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

$K_{ток}$ – коэффициент токораспределения, равный отношению тока в месте установки рассматриваемой защиты к току в смежном элементе, с защитой которого производится согласование;

$I_{с.з,пред}$ – первичный ток срабатывания МТЗ предыдущего элемента, с защитой которого производится согласование;

– согласование с дистанционной защитой

$$I_{с.з} \geq \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}\left(\frac{Z_{\Sigma з}}{K'_{ток}} + \frac{Z_{с.з,пред}}{K_{ток}} + \Delta Z\right)}, \tag{1.13}$$

где $Z_{\Sigma з}$ – результирующее сопротивление до места установки рассматриваемой токовой защиты со стороны питания;

$Z_{с.з,пред}$ – сопротивление срабатывания защиты смежного элемента, с которой производится согласование;

ΔZ – сопротивление от места установки рассматриваемой токовой защиты до места установки защиты смежного элемента, с которой производится согласование;

$K_{ток}$ и $K'_{ток}$ – коэффициенты токораспределения, равные отношению тока в месте установки рассматриваемой защиты к току в смежном элементе, с защитой которого производится согласование ($K_{ток}$), и к току в сопротивлении ($K'_{ток}$).

При этом необходимо учитывать, что МТЗ ВН должна быть согласована с МТЗ СН и МТЗ НН защищаемого трансформатора.

Первичный ток срабатывания МТЗ с пуском по напряжению отстраивается от максимального нагрузочного тока трансформатора без учета самозапуска:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}} I_{\text{раб,макс}}, \quad (1.14)$$

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

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

$I_{\text{раб,макс}}$ – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

Проверка коэффициента чувствительности токового органа защиты производится при металлическом КЗ расчетного вида в расчетной точке режиме, обуславливающем наименьшее значение этого тока, по выражению

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз,мин}}}{I_{\text{уст}}}, \quad (1.15)$$

где $I_{\text{кз,мин}}$ – ток в месте установки защиты при расчетном виде металлического КЗ в расчетной точке в режиме, обуславливающем наименьшее значение тока в месте установки защиты;

$I_{\text{уст}}$ – принятое значение параметра срабатывания ИО тока МТЗ.

Расчетным видом КЗ является междуфазное (трехфазное) короткое замыкание.

Расчетной точкой КЗ является конец зоны резервирования, если оценивается чувствительность защиты при выполнении функций резервирования защит элементов прилегающей сети. При этом коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,2.

Расчетной точкой КЗ являются выводы защищаемого трансформатора, если оценивается чувствительность защиты при выполнении функций резервирования основных защит трансформатора. При этом коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,5.

Коэффициент чувствительности должен удовлетворять условию:

– $K_{\text{ч}} \geq 1{,}2$ при КЗ в конце зоны резервирования;

– $K_{\text{ч}} > 1{,}5$ при выполнении МТЗ функций основной защиты.

1.3.2 Расчет параметра срабатывания минимального измерительного органа напряжения

Согласно [4], первичное напряжение срабатывания минимального ИО напряжения выбирают исходя из следующих условий:

– обеспечение возврата реле после отключения внешнего КЗ:

$$U_{\text{с.з}} \leq \frac{U_{\text{мин}}}{K_{\text{отс}} K_{\text{в}}}, \quad (1.16)$$

где $U_{мин}$ – междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ. В ориентировочных расчетах может быть принято равным $(0,85 \div 0,90)U_{ном}$;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение трансформатора с рассматриваемой стороны защищаемого трансформатора;

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

$K_{в} = 1,05$ – коэффициент возврата реле минимального напряжения;

– отстройка от напряжения самозапуска при включении от АПВ или АВР заторможенных двигателей нагрузки:

$$U_{с.з} \le \frac{U_{зап}}{K_{отс}}, \qquad (1.17)$$

где $U_{зап}$ – междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки при включении их от АПВ или АВР;

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

Величина $U_{зап}$ может быть рассчитана исходя из максимального тока самозапуска нагрузки и суммы сопротивлений трансформатора и системы. При этом должно учитываться послеаварийное снижение напряжения в питающей энергосистеме до $(0,85 \div 0,90)U_{ном}$. В ориентировочных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации значение $U_{зап}$ может быть принято равным примерно $(0,70 \div 0,75)U_{ном}$. Значение $U_{зап}$ ниже $0,6U_{ном}$ может не рассматриваться, т.к. при таком уровне напряжения большинство асинхронных двигателей 0,4 кВ не запустятся.

Параметр срабатывания принимается равным наименьшему значению из полученных.

Проверка чувствительности минимального ИО напряжения выполняется по выражению:

$$K_{ч} = \frac{U_{уст}}{U_{кз,макс}}, \qquad (1.18)$$

где $U_{уст}$ – принятое значение параметра срабатывания минимального ИО напряжения;

$U_{кз,макс}$ – значение междуфазного напряжения в месте установки защиты при металлическом КЗ между двумя фазами в расчетной точке в режиме, обуславливающем наибольшее значение этого напряжения.

1.3.3 Расчет параметра срабатывания измерительного органа напряжения обратной последовательности

Параметр срабатывания ИО напряжения обратной последовательности должен быть отстроен от напряжения небаланса, обусловленного несимметрией фазных напряжений в нормальном рабочем режиме, и небаланса, обусловленного различием погрешностей разных фаз ТН. Исходя из опыта эксплуатации, параметр срабатывания может быть принят равным

$$U_{2с.з} = (0,06 \div 0,10)U_{ном}, \qquad (1.19)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение защищаемого трансформатора.

Проверка чувствительности данного ИО выполняется по выражению:

$$K_ч = \frac{U_{2\,кз,мин}}{U_{2\,уст}}, \quad (1.20)$$

где $U_{2кз,мин}$ – значение междуфазного напряжения обратной последовательности в месте установки защиты при металлическом КЗ между двумя фазами в расчетной точке в режиме, обуславливающем наименьшее значение этого напряжения;

$U_{2уст}$ – принятое значение параметра срабатывания ИО напряжения обратной последовательности.

1.3.4 Расчет выдержки времени

Выдержка времени выбирается по условиям согласования с последними, наиболее чувствительными ступенями защит от многофазных КЗ предыдущих элементов (максимальной токовой защитой с пуском по напряжению или без пуска, дистанционной защитой), в частности с максимальными токовыми защитами с пуском по напряжению, установленными на сторонах более низкого напряжения защищаемого трансформатора. Расчет может быть выполнен по выражению:

$$t_{с.з} = t_{с.з,см} + \Delta t, \quad (1.21)$$

где $t_{с.з,см}$ – время срабатывания наиболее чувствительных ступеней смежных защит, с которыми производится согласование;

$\Delta t = 0{,}4$ с – ступень селективности.

1.3.5 Выбор параметров срабатывания органа направленности

Для обеспечения направленности МТЗ используется орган направления мощности, который работает по направлению мощности прямой последовательности. Работа органа определяется углом максимальной чувствительности:

$$\varphi_{м.ч} = \operatorname{arctg}\left(\frac{X_{линии}}{R_{линии}}\right), \quad (1.22)$$

где $X_{линии}$ и $R_{линии}$ – реактивное и активное сопротивления смежной линии той сети, в которую направлен рассматриваемый орган направления мощности.

1.3.6 Порядок расчета параметров срабатывания максимальной токовой защиты

Расчет максимальной токовой защиты производится в следующем порядке:

а) производится расчет тока срабатывания МТЗ без пуска по напряжению по выражению (1.11), а также по выражениям (1.12) и/или (1.13). Значение параметра срабатывания принимается равным наибольшему значению из полученных;

б) производится проверка чувствительности по выражению (1.15). По результатам проверки могут быть следующие варианты дальнейших расчетов:

1) если чувствительность оказывается достаточной, то делают вывод об отсутствии необходимости в использовании комбинированного пуска по напряжению и переходят к расчету выдержки времени (п.г);

2) если чувствительность оказывается недостаточной, то делают вывод о необходимости использования комбинированного пуска по напряжению. В этом случае ток срабатывания рассчитывают по выражению (1.14). Значение параметра срабатывания принимается равным наибольшему значению из рассчитанных по выражениям (1.14), (1.12), (1.13). Затем проверяют чувствительность полученного значения параметра срабатывания ИО тока МТЗ с пуском по напряжению по выражению (1.15);

в) производится расчет параметра срабатывания минимального ИО напряжения $U_{с.з}$ и проверка его чувствительности в соответствии с п.1.3.2 и расчет параметра срабатывания ИО напряжения обратной последовательности $U_{2с.з}$ и проверка его чувствительности в соответствии с п.1.3.3. Данный пункт выполняется только в случае использования комбинированного пуска по напряжению;

г) производится выбор выдержки времени в соответствии с п.1.3.4.

Расчет параметров срабатывания рекомендуется вести в первичных величинах, приведенных к той стороне защищаемого трансформатора, для которой рассчитывается МТЗ.

Методика расчета параметров срабатывания для всех сторон одинакова.

1.4 Максимальная токовая защита стороны НН автотрансформатора

Для резервирования основных защит стороны НН (6-10-35 кВ) автотрансформатора и резервирования отключения КЗ на шинах НН предусматривается максимальная токовая защита со стороны НН автотрансформатора с возможностью минимального пуска по напряжению. Защита подключается к встроенным или выносным трансформаторам тока ввода НН и трансформаторам напряжения НН автотрансформатора.

Расчет МТЗ НН автотрансформатора производится в соответствии с методикой, изложенной в п.1.3 за исключением подпункта 1.3.3, в котором приводится методика расчета ИО напряжения обратной последовательности, не используемого для пуска МТЗ НН автотрансформатора.

1.5 Токовая защита нулевой последовательности трансформатора со стороны ВН

Основное назначение одноступенчатой ТЗНП со стороны ВН понижающих трансформаторов – это защита самого трансформатора при

наличии подпитки КЗ со стороны СН и/или НН. Функция резервирования отключения замыканий на землю на шинах и линиях со стороны ВН защищаемого трансформатора является второстепенной. ТЗНП устанавливается на стороне ВН трехобмоточных трансформаторов при наличии питания с других сторон трансформатора. В случаях включения со сторон СН и/или НН мощного источника генерации, ТЗНП выполняется многоступенчатой, как для автотрансформаторов.

ТЗНП подключается к ТТ на стороне ВН либо к ТТ, установленному в нейтрали трансформатора.

Расчет параметров срабатывания рекомендуется вести в первичных величинах, приведенных к стороне ВН.

1.5.1 Расчет параметра срабатывания измерительного органа тока нулевой последовательности

Первичный ток срабатывания ТЗНП выбирается исходя из условий:

– отстройка от тока небаланса нулевой последовательности при КЗ между тремя фазами на стороне СН или НН защищаемого трансформатора по выражению

$$I_{0\,с.з} \geq K_{отс} \cdot I_{0\,нб}, \tag{1.23}$$

где $K_{отс} = 1{,}25$ – коэффициент отстройки;

$I_{0\,нб} = K_{нб} \cdot I_{кз,внеш,макс}$ – ток небаланса нулевой последовательности в установившемся режиме при рассматриваемом внешнем КЗ между тремя фазами;

$K_{нб}$ – коэффициент небаланса, который в зависимости от кратности тока принимается равным 0,05, если кратность не более $(2 \div 3)$ по отношению к первичному току трансформаторов тока; $(0{,}05 \div 0{,}10)$, при больших кратностях, но не превышающих $(0{,}7 \div 0{,}8)$ по отношению к предельной кратности первичного тока трансформаторов тока. С большей точностью, а также при больших кратностях тока по отношению в первичному номинальному току трансформаторов тока ток небаланса может быть определен в соответствии с [3, Приложение VII];

$I_{кз,внеш,макс}$ – максимальный первичный ток в месте установки защиты в установившемся режиме при рассматриваемом внешнем КЗ между тремя фазами на сторонах СН или НН;

Отстройка по приведенному условию не требуется, если ТЗНП подключена к ТТ в нейтрали трансформатора или если защита согласована по времени с защитами от многофазных КЗ, установленных на сторонах СН и НН указанных трансформаторов;

– отстройка от тока небаланса нулевой последовательности в послеаварийном нагрузочном режиме по выражению

$$I_{0\,с.з} \geq \frac{K_{отс}}{K_{в}} I_{0\,нб}, \tag{1.24}$$

где $K_{отс} = 1{,}25$ – коэффициент отстройки;

$K_{в} = 0{,}95$ – коэффициент возврата;

$I_{0\,нб} = K_{нб} \cdot I_{нагр,послеавар}$ – первичный ток нулевой последовательности в послеаварийном нагрузочном режиме;

$K_{нб}$ – коэффициент небаланса, который в зависимости от кратности тока принимается равным 0,05, если кратность не более (2 ÷ 3) по отношению к первичному току трансформаторов тока; (0,05 ÷ 0,10), при больших кратностях, но не превышающих (0,7 ÷ 0,8) по отношению к предельной кратности первичного тока трансформаторов тока. С большей точностью, а также при больших кратностях тока по отношению к первичному номинальному току трансформаторов тока ток небаланса может быть определен в соответствии с [3, Приложение VII];

$I_{нагр,послеавар}$ – максимальный первичный ток в месте установки защиты в послеаварийном нагрузочном режиме.

Расчет по данному условию не выполняется, если ТЗНП подключена к ТТ в нейтрали трансформатора.

– отстройка от тока нулевой последовательности, обусловленного несимметрией с системе по выражению

$$I_{0\,с.з} \geq \frac{K_{отс}}{K_{в}} I_{0\,нс}, \qquad (1.25)$$

где $K_{отс} = 1{,}25$ – коэффициент отстройки;

$K_{в} = 0{,}95$ – коэффициент возврата;

$I_{0\,нс}$ – первичный ток нулевой последовательности, обусловленный несимметрией в системе, возникающий, например, при работе смежной линии с односторонним питанием в неполнофазном режиме.

Проверка по данному условию не производится, если ТЗНП отстроена от цикла ОАПВ по времени.

Расчетные величины токов небаланса, используемые для расчета по выражениям (1.23), (1.24) и (1.25), должны учитывать возможность качаний и асинхронного хода в послеаварийном нагрузочном режиме, если выдержка времени не превышает длительности периода качаний (в ориентировочных расчетах период качаний может быть принят равным 1,5 с).

– согласование по чувствительности с последними, наиболее чувствительными ступенями защит от замыканий на землю смежных линий по выражению

$$I_{0\,с.з} \geq K_{отс} \cdot K_{ток} \cdot I_{0\,с.з,см}, \qquad (1.26)$$

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

$K_{ток}$ – коэффициент токораспределения для токов нулевой последовательности, равный отношению тока в месте установки рассматриваемой защиты к току в смежной линии, с защитой которой производится согласование;

$I_{0\,с.з,см}$ – первичный ток срабатывания ступени защиты от замыканий на землю смежной линии, с которой производится согласование.

Согласование по указанному условию производится только в случаях, когда это признано целесообразным для обеспечения надежного электроснабжения потребителей и при этом обеспечивается чувствительность

рассматриваемой защиты. Т.е. необходимо иметь в виду, что иногда согласование производится с более грубыми ступенями, если это позволяет условие обеспечения требуемой чувствительности. Такая мера позволяет не увеличивать время срабатывания защиты.

Значение параметра срабатывания ИО тока нулевой последовательности принимается равным наибольшему значению из рассчитанных выше.

Чувствительность данного измерительного органа проверяют по выражению:

$$K_{ч} = \frac{I_{0\,кз,мин}}{I_{0\,с.з}}, \qquad (1.27)$$

где $I_{0\,кз,мин}$ – минимальный ток нулевой последовательности в месте установки защиты при металлическом однофазном КЗ в расчетной точке;

$I_{0\,с.з}$ – принятое значение параметра срабатывания токового органа ТЗНП.

В качестве расчетного рассматривается КЗ в конце зоны резервирования, если оценивается чувствительность защиты при выполнении функций резервирования защит элементов прилегающей сети. При этом коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,2.

В качестве расчетного рассматривается КЗ на выводах защищаемого трансформатора, если оценивается чувствительность защиты при выполнении функций резервирования основных защит трансформатора. При этом коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,5.

1.5.2 Расчет выдержки времени

Выдержка времени выбирается по условию согласования с последними, наиболее чувствительными ступенями защит от замыканий на землю смежных элементов. Расчет может быть выполнен по выражению:

$$t_{с.з} = t_{с.з,см} + \Delta t, \qquad (1.28)$$

где $t_{с.з,см}$ – время срабатывания наиболее чувствительных ступеней смежных защит, с которыми производится согласование;

$\Delta t = 0{,}4$ – ступень селективности.

1.6 Защита от перегрузки трансформатора (автотрансформатора)

Для защиты трансформатора (автотрансформатора) от длительных перегрузок, вызванных, например, автоматическим подключением нагрузки от АВР, отключением параллельно работающего трансформатора (автотрансформатора), предусматривается защита от перегрузки.

На трехобмоточных трансформаторах с равной мощностью обмоток и двусторонним питанием защита от перегрузки устанавливается на обеих

питающих сторонах. При неравной мощности обмоток – на всех трех сторонах. В остальных случаях – только со стороны ВН.

На автотрансформаторах защита от перегрузки устанавливается на сторонах ВН и НН и в общей обмотке. Последняя устанавливается на автотрансформаторах, если возможна перегрузка общей обмотки.

Расчет параметра срабатывания производится одинаково для всех сторон. Рекомендуется вести расчет в первичных величинах, приведенных к той стороне трансформатора (автотрансформатора), с которой установлена рассматриваемая защита.

1.6.1 Расчет максимального измерительного органа тока

Первичный ток срабатывания измерительного органа максимального фазного тока отстраивают от номинального тока обмотки защищаемого трансформатора (автотрансформатора):

$$I_{\text{с.з}} = \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}} I_{\text{ном}}, \tag{1.29}$$

где $K_{\text{отс}} = 1{,}05$ – коэффициент отстройки;

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

$I_{\text{ном}}$ – первичный номинальный ток обмотки трансформатора (автотрансформатора) с учетом регулирования напряжения для той стороны, на которой установлена рассматриваемая защита. Увеличение номинального тока не должно превышать 5 % номинального тока среднего положения РПН.

При расчете тока срабатывания защиты от перегрузки в общей обмотке автотрансформатора в качестве $I_{\text{ном}}$ должен рассматриваться номинальный ток общей обмотки.

1.6.2 Расчет выдержки времени

Величина выдержки времени защиты от перегрузки выбирается на ступень селективности больше времени срабатывания резервных защит трансформатора (автотрансформатора) и может быть рассчитана по выражению:

$$t_{\text{с.з}} = t_{\text{с.з,рез}} + \Delta t, \tag{1.30}$$

где $t_{\text{с.з,рез}}$ – величина выдержки времени резервных защит (МТЗ, ТЗНП, ТЗОП, ДЗ);

$\Delta t = 0{,}3$ с – ступень селективности.

Также время срабатывания защиты необходимо отстраивать от режимов кратковременных перегрузок и можно принимать без расчета из диапазона (9 ÷ 10) с.

1.7 Контроль изоляции вводов обмотки высшего напряжения автотрансформатора

Функция контроля изоляции маслонаполненных вводов обмотки высшего (среднего) напряжения предназначена для защиты от пробоя высоковольтных вводов защищаемого автотрансформатора.

Функция КИВ реагирует на увеличение емкостных токов вводов и включает сигнальный и отключающий органы.

При срабатывании сигнального органа с выдержкой времени обеспечивается сигнализация КИВ. Отключающий орган является более грубым. При его срабатывании с выдержкой времени производится отключение всех сторон защищаемого автотрансформатора.

Срабатывание сигнального органа указывает на прогрессирующее повреждение изоляции высоковольтного ввода. Срабатывание сигнального органа должно происходить при увеличении тока на $(5 \div 7)$ % номинального емкостного тока ввода $I_{\text{ном,емк,ввода}}$, т.е. ток срабатывания сигнального элемента должен определяться по выражению

$$I_{\text{ñ,ñèãí}} = (0{,}05 \div 0{,}07) I_{\text{íîì. âíê. ââîäà}} . \qquad (1.31)$$

Выдержка времени сигнального элемента определяется из условия отстройки от максимальной выдержки времени резервных защит элементов сети высшего напряжения, примыкающей к автотрансформатору. Рекомендуется принимать равной 9 с.

Отключающий элемент должен вводиться в работу только после срабатывания реле времени сигнального элемента. Ток срабатывания отключающего элемента определяется по выражению

$$I_{\text{с,откл}} = 0{,}15 I_{\text{ном,емк,ввода}} . \qquad (1.32)$$

Выдержка времени отключающего элемента определяется из условия отстройки от быстродействующих защит. Рекомендуется принимать равной 1,5 с.

Для исключения ложных срабатываний при повреждениях в цепях соединения согласующего трансформатора и вводов $(330 \div 500)$ кВ отключающий элемент должен иметь дополнительную блокировку. Срабатывание блокирующего органа должно происходить при резком изменении тока в первичной обмотке согласующего трансформатора от нуля до $(0{,}6 \div 0{,}7) I_{\text{ном,емк,ввода}}$.

1.8 Устройство резервирования при отказе выключателя трансформатора (автотрансформатора)

Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ) обеспечивает отключение трансформатора (автотрансформатора) выключателями смежных элементов при отказе выключателя и предусматривается на всех сторонах защищаемого трансформатора (автотрансформатора).

Для обеспечения быстрого возврата схемы УРОВ, если выключатель нормально отключился при действии защит, предусмотрен максимальный ИО тока. Выдержка времени УРОВ предназначена для фиксации отказа выключателя, т.е. если в течение данного времени условия пуска УРОВ

сохраняются, то происходит действие на отключение всех выключателей, через которые продолжается питание повреждения.

УРОВ также предусматривается на стороне НН автотрансформатора. УРОВ НН обеспечивает отключение АТ выключателями смежных элементов в случае отказа срабатывания выключателя ВН и СН при КЗ за токоограничивающим реактором.

Методика выбора параметра срабатывания и выдержки времени для всех сторон одинакова.

Ток срабатывания реле тока УРОВ рекомендуется принимать равным минимальному возможному значению из диапазона $(5 \div 10)\,\%$ от $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток защищаемого трансформатора (автотрансформатора) с той стороны, для которой рассматривается УРОВ.

Если выключатель является общим с линией (например, для полуторной схемы соединения), то ток срабатывания УРОВ необходимо дополнительно проверять по условию отстройки от величины емкостного тока линии:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{K_{\text{н}}}{K_{\text{в}}} I_{\text{емк}}, \tag{1.33}$$

где $K_{\text{н}} = 1{,}5$ – коэффициент надежности;

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

$I_{\text{емк}}$ – емкостной ток смежной линии, определяемый в трехфазном режиме, когда реле тока имеет наивысшую чувствительность.

Проверка чувствительности УРОВ производится по выражению

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз,мин}}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1{,}2, \tag{1.34}$$

где $I_{\text{кз,мин}}$ – минимальный ток трансформатора (автотрансформатора) в аварийном режиме;

$I_{\text{с.з}}$ – принятое значение тока срабатывания УРОВ.

Выдержка времени УРОВ должна выбираться по условию отстройки от времени отключения исправного выключателя в соответствии с выражением:

$$t_{\text{с.з}} = t_{\text{откл,в}} + t_{\text{возв,УРОВ}} + t_{\text{погр.тайм}} + t_{\text{зап}}, \tag{1.35}$$

где $t_{\text{откл,в}}$ – время отключения выключателя с той стороны защищаемого трансформатора (автотрансформатора), для которой рассматривается УРОВ. Данная величина должна учитывать время срабатывания промежуточного реле или контактора, если действие на электромагнит отключения выключателя производится только через него;

$t_{\text{возв,УРОВ}} = 0{,}01$ с – максимальное время возврата ИО тока УРОВ;

$t_{\text{погр.тайм}} = 0{,}005$ с – погрешность таймера;

$t_{\text{зап}} = 0{,}1$ с – время запаса.

Выдержка времени УРОВ обычно принимается равной $(0{,}2 \div 0{,}3)$ с.

1.9 Пример расчета и выбора параметров защиты двухобмоточного трансформатора на базе устройства Т60 (Т35)

1.9.1 Исходные данные

В настоящем примере показан расчет параметров срабатывания устройства Т60 (Т35) при его использовании для защиты трехфазного двухобмоточного трансформатора типа ТДН-16000/115 с параметрами, представленными в таблице 1.6. Исходная схема защищаемого трансформатора Т и прилегающей сети приведена на рисунке 1.2.

Таблица 1.6 – Параметры защищаемого трансформатора

Наименование параметра	Обозначение параметра	Единица измерения	Значение
Схема соединения	–	–	Yo/D-11
Номинальная мощность	$S_{ном}$	МВА	16
Номинальное напряжение обмотки ВН	$U_{ном,ВН}$	кВ	115
Номинальное напряжение обмотки НН	$U_{ном,НН}$	кВ	6,6
Величина регулирования для крайнего отрицательного положения РПН	$U_{(-Р0)}$	%	9×1.77
Величина регулирования для реального положительного положения РПН (соответствует максимальному допустимому рабочему напряжению сети 126 кВ)	$U_{(+Р0)}$	%	5×1.77

Максимальное и минимальное сопротивления питающей системы С равны соответственно $X_{С,макс}$ = 18,5 Ом и $X_{С,мин}$ = 21,0 Ом.

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока, установленных со стороны ВН и НН, равны соответственно: $K_{ТТ,ВН}$ = 150/5 и $K_{ТТ,НН}$ = 2000/5.

В примере рассмотрены следующие вопросы:

– проверка выравнивания токов плеч;

– определение опорной (базисной) стороны;

– параметрирование данных об аналоговых входах и о защищаемом трансформаторе;

– выбор параметров срабатывания дифференциальной токовой защиты.

Результаты расчета и выбора параметров защитных функций сведены в таблицу 1.12.

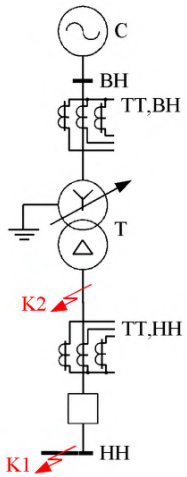


Рисунок 1.2 – Исходная схема защищаемого трансформатора и прилегающей сети

1.9.2 Параметрирование данных об аналоговых входах

Для защиты рассматриваемого объекта в устройстве должно быть предусмотрено две группы токовых входов. Пусть ТТ стороны ВН в соответствии с проектом подключаются к группе F1, а ТТ стороны НН – к группе M1.

Тогда параметры «Phase CT F1 Primary» и «Phase CT F1 Secondary» в соответствии с приведенным в исходных данных коэффициентом трансформации со стороны ВН $K_{TT,BH} = 150/5$ должны быть заданы равным 150 А и 5 А соответственно, а параметры «Phase CT M1 Primary» и «Phase CT M1 Secondary» в соответствии с $K_{TT,HH} = 2000/5$ – 2000 А и 5 А.

Так как в примере не предусматривается подключение ТТ нулевой последовательности, параметры «Ground CT F1 Primary», «Ground CT M1 Secondary», «Ground CT F1 Primary» и «Ground CT M1 Secondary» не задаются (могут приняты равными значениям по умолчанию).

1.9.3 Параметрирование данных об источниках

Для связи аналоговых входов и функции дифференциальной защиты зададим параметры источников. В соответствии с рекомендациями, для каждой группы ТТ предусмотрим свой источник.

Первый источник «Source 1» будет соответствовать стороне ВН, а второй «Source 2» – стороне НН. Тогда параметры источников могут быть заданы в соответствии с таблицами 1.7 и 1.8.

Таблица 1.7 – Перечень параметров источника «Source 1»

Обозначение параметра	Диапазон	Описание параметра
Source 1 Name	До 6 алфавитно-цифровых символов	HighV

Обозначение параметра	Диапазон	Описание параметра
Source 1 Phase CT	None, F1, F5, F1+F5 … до комбинации любых пяти групп ТТ	F1
Source 1 Ground CT	None, F1, F5, M1, M5	None
Source 1 Phase VT	None, F1, F5, M1, M5	None
Source 1 Aux VT	None, F1, F5, M1, M5	None

Таблица 1.8 – Перечень параметров источника «Source 2»

Обозначение параметра	Диапазон	Описание параметра
Source 2 Name	До 6 алфавитно-цифровых символов	LowV
Source 2 Phase CT	None, F1, F5, F1+F5 … до комбинации любых пяти групп ТТ	M1
Source 2 Ground CT	None, F1, F5, M1, M5	None
Source 2 Phase VT	None, F1, F5, M1, M5	None
Source 2 Aux VT	None, F1, F5, M1, M5	None

1.9.4 Параметрирование общих данных о защищаемом объекте. Определение опорной (базисной) стороны

Группа «General» (общие) содержит параметры объекта, описывающие его целиком, не рассматривая отдельно взятые обмотки.

Параметр «Number Of Windings» (число обмоток) должен быть принят равным числу источников (Source) дифференциального органа, т.е. 2.

Параметр «Reference Winding Selection» (выбор опорной обмотки) примем равным значению «Automatic Reference Winding Selection» (автоматический выбор опорной обмотки). Для того, чтобы определить, какая сторона в данном случае будет автоматически выбрана устройством в качестве опорной, рассчитаем запас ТТ для всех сторон защищаемого трансформатора. Для стороны ВН запас равен:

$$M_{\text{обм,ВН}} = \frac{I_{\text{ном,тт,перв,ВН}}}{I_{\text{ном,ВН}}} = \frac{150}{80{,}3} = 1{,}87,$$

где $I_{\text{ном,тт,перв,ВН}} = 150$ А – номинальный первичный ток ТТ со стороны ВН;

$I_{\text{ном,ВН}} = \frac{S_{\text{ном,ВН}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном,ВН}}} = \frac{16\,000}{\sqrt{3}\cdot 115} = 80{,}3\,(\text{А})$ – номинальный ток защищаемого объекта со стороны ВН.

Для стороны НН запас равен:

$$M_{\text{обм,НН}} = \frac{I_{\text{ном,тт,перв,НН}}}{I_{\text{ном,НН}}} = \frac{2000}{1399{,}6} = 1{,}43,$$

где $I_{\text{ном,тт,перв,НН}} = 2000$ А – номинальный первичный ток ТТ со стороны НН;

$I_{\text{ном,НН}} = \frac{S_{\text{ном,НН}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном,НН}}} = \frac{16\,000}{\sqrt{3}\cdot 6{,}6} = 1399{,}6\,(\text{А})$ – номинальный ток защищаемого объекта со стороны НН.

Итак, в качестве опорной будет выбрана сторона с наименьшим запасом, т.е. сторона НН.

Т.к. со всех сторон защита подключается к ТТ, соединенными в звезду, то сдвиг фаз будем учитывать программно. Для этого значение параметра «Phase Compensation» (выравнивание фазы) примем равным «Internal (software)» (внутренне (программно)).

Остальные параметры, относящиеся к группе «General» (общие) в соответствии с рекомендациями примем равными значениям по умолчанию, т.к. имеющихся паспортных данных не достаточно для их точного задания.

Выбранные параметры группы «General» (общие) сведены в таблицу 1.9.

Таблица 1.9 – Перечень параметров для группы «General»

Обозначение уставки	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Принятое значение
Number Of Windings	–	2 - 6	1	2	2
Reference Winding Selection	–	Automatic Reference Winding Selection; Manual Reference Winding selection	–	Automatic Reference Winding Selection	Automatic Reference Winding Selection
Phase Compensation	–	Internal (software); External (with CTs)	–	Internal (software)	Internal (software)
Load Loss At Rated Load	кВт	1 - 20000	1	100	100
Rated Winding Temp Rise	Град.	55 (Oil); 65 (Oil); 80 (Dry); 115 (Dry); 150 (Dry).	–	65	65
No Load Loss	кВт	1 - 20000	1	10	10
Type Of Cooling	–	OA (МВ); FA (ПВ); Non-directed FOA/FOW; Directed FOA/FOW; Sealed Self Cooled; Vented Self Cooled; Forced Cooled	–	OA (МВ)	OA (МВ)
Top Oil Rise Over Ambient	Град.	1 – 200	1	35	35
Thermal Capacity	кВт/С	0,00 – 200,00	0,01	100	100
Winding Thermal Time Constant	мин	0,25 – 15,00	0,01	2	2

1.9.5 Параметрирование данных об обмотке ВН защищаемого объекта

Обмотку стороны ВН опишем с помощью группы параметров «Winding 1» (обмотка 1).

Так как ТТ со стороны ВН подключены к источнику «Source 1», параметр «Winding 1 Source» (источник обмотки 1) примем равным SRC1.

Остальные параметры примем в соответствии с исходными данными, кроме «Winding 1 Resistance» (сопротивление обмотки 1), который может быть принят равным значению по умолчанию. Результат выбора приведен в таблице 1.10.

Здесь же рассчитаем коэффициент выравнивания амплитуды обмотки:

$$M_{\text{С,обм,ВН}} = \frac{I_{\text{ном,тт,перв,ВН}} \cdot U_{\text{ном,ВН}}}{I_{\text{ном,тт,перв,опор}} \cdot U_{\text{ном,опор}}} = \frac{150 \cdot 115}{2000 \cdot 6{,}6} = 1{,}31,$$

где $I_{\text{ном,тт,перв,ВН}} = 150$ А и $U_{\text{ном,ВН}} = 115$ кВ – номинальный первичный ток трансформатора тока и номинальное напряжение защищаемого трансформатора для рассматриваемой стороны ВН;

$I_{\text{ном,тт,перв,опор}} = 2000$ А и $U_{\text{ном,опор}} = 6{,}6$ кВ – номинальный первичный ток трансформатора тока и номинальное напряжение защищаемого трансформатора для опорной стороны (сторона НН).

Полученное значение меньше максимально допустимого значения коэффициента выравнивания амплитуды 32.

Таблица 1.10 – Перечень параметров для группы «Winding 1»

Обозначение уставки	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Описание уставки
Winding 1 Source	–	SRC1, SRC2, SRC3, SRC4	–	SRCX	SRC1
Winding 1 Rated MVA	MBA	0,001 – 2000,000	1	100	16
Winding 1 Nominal Ø-Ø Voltage	кВ	0,001 – 2000,000	1	220,000	115
Winding 1 Connection	–	Wye, Delta, Zig-zag	–	Wye	Wye
Winding N Grounding	–	Not Within Zone, Within Zone	–	Not within zone	Within Zone
Winding 1 Angle WRT Winding 1	°	-359,9 – 0,0	0,1	0,0	0,0
Winding 1 Resistance 3Ø	Ом	0,0001 – 100,0000	0,0001	10,0000	10,0000

1.9.6 Параметрирование данных об обмотке НН защищаемого объекта

Обмотку стороны НН опишем с помощью группы параметров «Winding 2» (обмотка 2).

Так как ТТ со стороны НН подключены к источнику «Source 2», параметр «Winding 2 Source» (источник обмотки 2) примем равным SRC2.

Остальные параметры примем в соответствии с исходными данными, кроме «Winding 2 Resistance» (сопротивление обмотки 2), который может быть принят равным значению по умолчанию. Т.к. рассматриваемы трансформатор имеет 11-ую группу соединения обмоток, то параметр «Winding 2 Angle WRT

Winding 1» (угол обмотки 2 по отношению в обмотке 1) примем равным -30 °. Результат выбора приведен в таблице 1.11.

Таблица 1.11 – Перечень параметров для группы «Winding 2»

Обозначение уставки	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Описание уставки
Winding 2 Source	–	SRC1, SRC2, SRC3, SRC4	–	SRCX	SRC2
Winding 2 Rated MVA	MBA	0,001 – 2000,000	1	100	16
Winding 2 Nominal Ø-Ø Voltage	кВ	0,001 – 2000,000	1	220,000	6,6
Winding 2 Connection	–	Wye, Delta, Zig-zag	–	Wye	Delta
Winding N Grounding	–	Not Within Zone, Within Zone	–	Not within zone	Not Within Zone
Winding 2 Angle WRT Winding 1	°	-359,9 – 0,0	0,1	0,0	-330
Winding 2 Resistance 3Ø	Ом	0,0001 – 100,0000	0,0001	10,0000	10,0000

1.9.7 Активизация функции дифференциальной защиты с торможением

Для активизации функции дифференциальной защиты «Percent Differential» параметр «Percent Differential Function» примем равным значению «Enabled» – функция дифференциальной токовой защиты включена.

1.9.8 Минимальный дифференциальный ток срабатывания

Параметр «Percent Differential Pickup» (срабатывание дифференциальной токовой защиты с торможением) по условию отстройки от тока небаланса при малых сквозных аварийных токах равен:

$$I_{\text{с.з,мин}} \geq k_{\text{отс}} I_{\text{нб,расч*}} = 1{,}1 \cdot 0{,}39 = 0{,}429,$$

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

$I_{\text{нб,расч*}} = (k_{\text{пер}} \varepsilon_* + \Delta U_{\text{рег*}} + \Delta f_{\text{выр*}}) I_{\text{норм,расч*}} = (2{,}0 \cdot 0{,}1 + 0{,}17 + 0{,}02) \cdot 1{,}0 = 0{,}39$ – относительный расчетный ток небаланса;

$k_{\text{пер}} = 2{,}0$ – коэффициент, учитывающий переходной режим;

$\varepsilon_* = 0{,}1$ – относительная погрешность, обусловленная трансформаторами тока;

$$\Delta U_{\text{рег*}} = \frac{\max(U_{(-\text{PO})}; U_{(+\text{PO})})}{100\%} = \frac{\max(1 \times 1{,}77\%; 5 \times 1{,}77\%)}{100\%} = 0{,}17$$ – составляющая расчетного тока небаланса, обусловленная погрешностью регулирования напряжения;

$\Delta f_{\text{выр}*} = 0{,}02$ – относительная погрешность, обусловленная выравниванием токов сторон в устройстве защиты;

$I_{\text{торм,расч}*} = 1{,}0$ – относительный расчетный тормозной ток в нормальном режиме работы защищаемого трансформатора.

Итак, значение параметра «Percent Differential Pickup» примем равным 0,43.

1.9.9 Первый изгиб тормозной характеристики

Параметр «Percent Differential Break 1» (изгиб 1 дифференциальной токовой защиты с торможением) в соответствии с рекомендациями п.1.2.4 примем равным 2,0.

1.9.10 Первый наклон тормозной характеристики

Параметр «Percent Differential Slope 1» (наклон 1 дифференциальной защиты с торможением) рассчитаем по выражению:

$$S_1 \geq k_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб,расч}*} \cdot 100\% = 1{,}1 \cdot 0{,}39 \cdot 100\% = 42{,}9\%,$$

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

$K_{\text{нб,расч}*} = k_{\text{пер}} \varepsilon_* + \Delta U_{\text{рег}*} + \Delta f_{\text{выр}*} = 2{,}0 \cdot 0{,}1 + 0{,}17 + 0{,}02 = 0{,}39$ – относительный расчетный коэффициент небаланса;

$k_{\text{пер}} = 2{,}0$ – коэффициент, учитывающий переходной режим;

$\varepsilon_* = 0{,}1$ – относительная погрешность, обусловленная трансформаторами тока;

$$\Delta U_{\text{рег}*} = \frac{\max\left(U_{(\text{-PO})}; U_{(\text{+PO})}\right)}{100\%} = \frac{\max\left(\times 1{,}77\%; 5 \times 1{,}77\%\right)}{100\%} = 0{,}17$$ – составляющая расчетного тока небаланса, обусловленная погрешностью регулирования напряжения;

$\Delta f_{\text{выр}*} = 0{,}02$ – относительная погрешность, обусловленная выравниванием токов сторон в устройстве защиты.

Итак, значение параметра «Percent Differential Slope 1» примем равным 43 %.

1.9.11 Второй изгиб тормозной характеристики

Параметр «Percent Differential Break 2» (изгиб 2 дифференциальной токовой защиты с торможением) в соответствии с рекомендациями примем равным 5,0.

1.9.12 Второй наклон тормозной характеристики

Параметр «Percent Differential Slope 2» (наклон 2 дифференциальной защиты с торможением) рассчитаем по выражению:

$$S_1 \geq k_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб,расч}*} \cdot 100\% = 1{,}1 \cdot 0{,}39 \cdot 100\% = 42{,}9\%,$$

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

$K_{\text{нб,расч}*} = k_{\text{пер}} \varepsilon_* + \Delta U_{\text{рег}*} + \Delta f_{\text{выр}*} = 2{,}0 \cdot 0{,}1 + 0{,}17 + 0{,}02 = 0{,}39$ – относительный расчетный коэффициент небаланса;

$k_{\text{пер}} = 2{,}0$ – коэффициент, учитывающий переходной режим;

$\varepsilon_* = 0{,}1$ – относительная погрешность, обусловленная трансформаторами тока;

$$\Delta U_{\text{рег}*} = \frac{\max\left(I_{(-\text{PO})}; I_{(+\text{PO})}\right)}{100\,\%} = \frac{\max\left(0 \times 1{,}77\,\%;\ 5 \times 1{,}77\,\%\right)}{100\,\%} = 0{,}17$$ – составляющая

расчетного тока небаланса, обусловленная погрешностью регулирования напряжения;

$\Delta f_{\text{выр}*} = 0{,}02$ – относительная погрешность, обусловленная выравниванием токов сторон в устройстве защиты.

Т.к. полученное значение меньше минимально возможного (50 %), параметр «Percent Differential Slope 2» примем равным минимально возможному значению – 50 %.

1.9.13 Проверка чувствительности дифференциальной защиты с торможением

Для проверки чувствительности сначала построим характеристику срабатывания в соответствии с принятыми параметрами «Percent Differential Pickup», «Percent Differential Break 1», «Percent Differential Break 2», «Percent Differential Slope 1», «Percent Differential Slope 2». Результат представлен на рисунке 1.3б.

Затем рассмотрим минимальный ток при междуфазном КЗ на стороне НН (точка К2 на рисунке 1.2), при этом $I_{\text{кз,мин}} = 462$ А (значение приведено к стороне ВН). Токораспределение в рассматриваемом режиме показано на рисунке 1.3а.

В соответствии с принципом действия устройства Т 60 расчетные значения дифференциального и тормозного токов в рассматриваемом режиме равны

$$I_{\text{диф,расч}} = \left|\underline{I}_1 + \underline{I}_2\right| = \left|462 + 0\right| = 462\,(\text{А}),$$

$$I_{\text{торм,расч}} = \max\left(I_1; I_2\right) = \max\left(462; 0\right) = 462\,(\text{А}).$$

Тогда расчетные значения относительных дифференциального и тормозного токов равны соответственно

$$I_{\text{диф,расч}*} = \frac{I_{\text{диф,расч,нн}}}{I_{\text{ном,опор}}} = \frac{8050}{2000} = 4{,}025,$$

$$I_{\text{торм,расч}*} = \frac{I_{\text{торм,расч,нн}}}{I_{\text{ном,опор}}} = \frac{8050}{2000} = 4{,}025,$$

где $I_{\text{диф,расч,нн}} = I_{\text{диф,расч}} \dfrac{U_{\text{ном,вн}}}{U_{\text{ном,опор}}} = 462\dfrac{115}{6{,}6} = 8050\,(\text{А})$,

$I_{\text{торм,расч,нн}} = I_{\text{торм,расч}} \dfrac{U_{\text{ном,вн}}}{U_{\text{ном,опор}}} = 462\dfrac{115}{6{,}6} = 8050\,(\text{А})$ – расчетные дифференциальный и тормозной токи, приведенные к опорной стороне (стороне НН).

Полученную точку отметим на плоскости срабатывания (точка Т1 на рисунке 1.3б). Графически определим относительный дифференциальный ток

срабатывания (координата точки Т2 на рисунке 1.3б), соответствующий данном режиму. Он получился равным $I_{диф,хс*} = 1,99$.

Тогда коэффициент чувствительности равен:

$$K_ч = \frac{I_{диф,расч*}}{I_{диф,хс*}} = \frac{4,025}{1,99} = 2,02.$$

Полученный коэффициент чувствительности $K_ч = 2,02$ соответствует минимальному допустимому значению 2,0, т.е. требуемая чувствительность при выбранных параметрах тормозной характеристики обеспечивается.

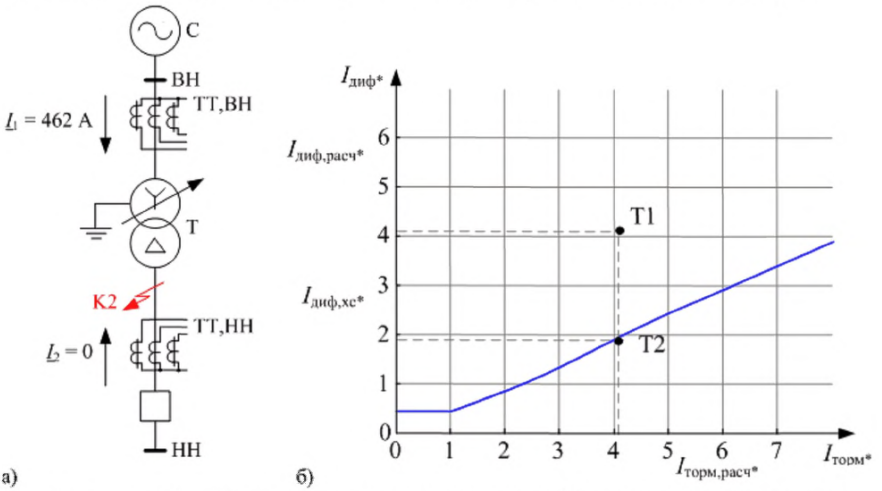


Рисунок 1.3 – Проверка чувствительности дифференциальной защиты

1.9.14 Функция блокировки при броске тока намагничивания

Параметр «Inrush Inhibit Function» (функция блокировки при броске тока намагничивания), задающий режим работы блокировки дифференциальной защиты по 2-ой гармонике при броске тока намагничивания, в соответствии с рекомендациями для российских условий эксплуатации примем равным значению «2Trad. 2nd» (трад. 2ая).

1.9.15 Режим блокировки при броске тока намагничивания

Параметр «Inrush Inhibit Mode» (режим блокировки при броске тока намагничивания), который определяет режим блокировки при бросках тока намагничивания, в соответствии с рекомендациями для российских условий эксплуатации примем равным «2-out-of-3» (2 из 3).

1.9.16 Уровень блокировки при броске тока намагничивания

Параметр «Inrush Inhibit Level» (уровень блокировки при броске тока намагничивания) в соответствии с рекомендациями примем равным 14 %.

1.9.17 Режим блокировки при перенасыщении

Блокировку при перенасыщении в соответствии с российской практикой использовать не будем, поэтому параметр «Overexcitation Inhibit Mode» (режим блокировки при перенасыщении) примем равным «Disabled».

1.9.18 Уровень блокировки при перенасыщении

С помощью параметра «Overexcitation Inhibit Level» (уровень блокировки при перенасыщении) задается уровень срабатывания блокировки при перенасыщении. Т.к. блокировка в примере не используется, параметр не оказывает влияние на работу защиты и может быть принят равным значению по умолчанию.

1.9.19 Дифференциальная токовая отсечка

Для активизации функции дифференциальной токовой отсечки параметр «Instantaneous Differential Function» зададим равным «Enabled».

Ток срабатывания выберем с учетом следующих условий:

– обеспечение отстройки от броска тока намагничивания. При этом параметр срабатывания «Instantaneous Differential» должен удовлетворять условию:

$$I_{\text{до}*} \geq 5{,}0\,;$$

– обеспечение отстройки от максимального тока небаланса при внешних повреждениях. Для этого параметр срабатывания «Instantaneous Differential» должен удовлетворять условию:

$$I_{\text{до}*} \geq k_{\text{отс}} I_{\text{нб,расч}*} = 1{,}2 \cdot 5{,}15 = 6{,}2\,,$$

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

$I_{\text{нб,расч}*} = \left(k_{\text{пер}}\varepsilon_* + \Delta U_{\text{рег}*} + \Delta f_{\text{выр}*}\right) I_{\text{скв,макс}*} = \left(3{,}0 \cdot 0{,}1 + 0{,}17 + 0{,}02\right) \cdot 10{,}5 = 5{,}15$ – относительный расчетный ток небаланса;

$k_{\text{пер}} = 3{,}0$ – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей);

$\varepsilon_* = 0{,}1$ – относительная погрешность, обусловленная трансформаторами тока;

$$\Delta U_{\text{рег}*} = \frac{\max\left(U_{(-\text{PO})}; U_{(+\text{PO})}\right)}{100\,\%} = \frac{\max\left(1 \times 1{,}77\,\%;\ 5 \times 1{,}77\,\%\right)}{100\,\%} = 0{,}17$$ – составляющая расчетного тока небаланса, обусловленная погрешностью регулирования напряжения;

$\Delta f_{\text{выр}*} = 0{,}02$ – относительная погрешность, обусловленная выравниванием токов сторон в устройстве защиты;

$$I_{\text{скв,макс}*} = \frac{I_{\text{кз,макс,ин}}}{I_{\text{ном,опор}}} = \frac{14636}{1399{,}6} = 10{,}5$$ – максимальный сквозной ток при внешнем трехфазном КЗ;

$I_{\text{кз,макс, нн}} = I_{\text{кз,макс}} \frac{U_{\text{ном, вн}}}{U_{\text{ном, опор}}} = 840\frac{115}{6,6} = 14636(\text{А})$ – максимальный ток при внешнем трехфазном КЗ (точка К1 на схеме 1.2), приведенный к опорной стороне (стороне НН);

$I_{\text{ном,опор}}$ = 1399,6 А – номинальный ток опорной стороны (стороны НН).

Исходя из приведенных условий принимаем значение параметра «Instantaneous Differential» равным 6,2.

1.9.20 Перечень выбранных параметров функции дифференциальной защиты

Выбранные параметры функции дифференциальной защиты устройства сведены в таблицу 1.12.

Таблица 1.12 – Перечень параметров срабатывания устройства T60 (T35)

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Рассчитанное значение
Дифференциальная токовая защита с торможением					
Percent Differential Function	–	Disabled; Enabled	–	Disabled	Enabled
Percent Differential Pickup	о.е.	0,050 – 1,000	0,001	0,100	0,430
Percent Differential Slope 1	%	15 – 100	1	25	43
Percent Differential Break 1	о.е.	1,000 – 4,000	0,001	2,000	2,000
Percent Differential Break 2	о.е.	4,000 – 30,000	0,001	8,00	5,00
Percent Differential Slope 2	%	50 – 100	1	100	50
Inrush Inhibit Function	–	Disabled; Adapt. 2nd; Trad. 2nd	–	Adapt. 2nd	Trad. 2nd
Inrush Inhibit Mode	–	Per phase; 2-out-of-3; Average	–	Per phase	2-out-of-3
Inrush Inhibit Level	% от тока основной гармоники	1,0 – 40,0	0,1	20,0	14,0
Overexcitation Inhibit Function	–	Disabled; 5th	–	Disabled	Disabled
Overexcitation Inhibit Level	% от тока основной гармоники	1,0 – 40,0	0,1	10,0	10,0

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Рассчитанное значение
Дифференциальная токовая отсечка					
Instantaneous Differential Function	–	Disabled; Enabled	–	Disabled	Enabled
Instantaneous Differential Pickup	о.е.	2,000 – 30,000	0,001	8,000	6,200

1.10 Пример расчета и выбора параметров срабатывания защиты автотрансформатора 220 кВ на базе устройства T35

1.10.1 Исходные данные

В настоящем примере показан расчет параметров срабатывания устройства T35 при его использовании для защиты трехфазного автотрансформатора типа АТДЦТН-125000/230 с параметрами, представленными в таблице 1.13. Исходная схема защищаемого автотрансформатора и прилегающей сети приведена на рисунке 1.4.

Таблица 1.13 – Параметры защищаемого автотрансформатора

Наименование параметра	Обозначение параметра	Единица измерения	Значение
Схема соединения	–	–	Yавто/D-0-11
Номинальная мощность	$S_{ном}$	МВА	125
Номинальное напряжение обмотки ВН	$U_{ном,ВН}$	кВ	230
Номинальное напряжение обмотки СН	$U_{ном,СН}$	кВ	121
Номинальное напряжение обмотки НН	$U_{ном,НН}$	кВ	11
Величина регулирования напряжения со стороны СН для крайнего отрицательного положения РПН	$U_{(-Р0)}$	%	8×1,5
Величина регулирования напряжения со стороны СН для крайнего положительного положения РПН	$U_{(+Р0)}$	%	8×1,5

Максимальное и минимальное сопротивления питающей системы со стороны ВН (С,ВН) равны соответственно $X_{С,ВН,макс}$ = 5,88 Ом и $X_{С,ВН,мин}$ = 8,82 Ом.

Максимальное и минимальное сопротивления питающей системы со стороны СН (С,СН) равны соответственно $X_{С,СН,макс}$ = 9,6 Ом и $X_{С,ВН,мин}$ = 21,5 Ом.

Для возможности регулирования напряжения на стороне НН установлен линейный регулировочный трансформатор типа ЛТДН-40000/11 напряжением (11 ± 15 %) кВ и мощностью 40 МВА.

Максимальное и минимальное сопротивление реактора Р типа РБУ-10-2×2500-0,2 равны соответственно $X_{Р,макс}$ = 63 Ом и $X_{Р,мин}$ = 115 Ом.

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока, установленных со сторон ВН, СН и НН, равны соответственно: $K_{TT,BH} = 750/5$, $K_{TT,CH} = 1000/5$ и $K_{TT,HH} = 3000/5$.

В примере рассмотрены следующие вопросы:

– проверка выравнивания токов плеч;

– параметрирование данных об аналоговых входах и о защищаемом АТ;

– выбор параметров срабатывания дифференциальной токовой защиты.

Результаты расчета и выбора параметров защитных функций сведены в таблицу 1.23.

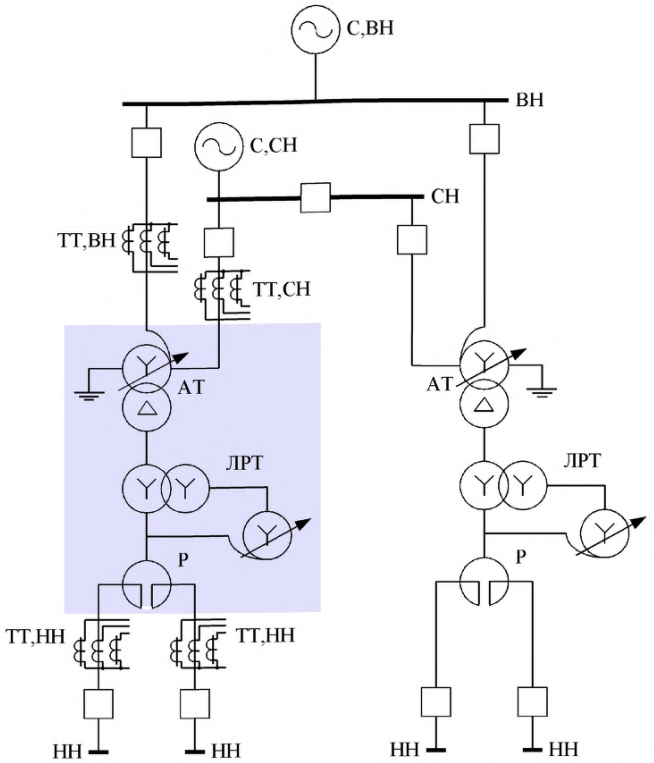


Рисунок 1.4 – Исходная схема защищаемого автотрансформатора и прилегающей сети

1.10.2 Параметрирование данных об аналоговых входах

Для защиты рассматриваемого объекта в устройстве должно быть предусмотрено четыре группы токовых входов. Пусть ТТ стороны ВН в соответствии с проектом подключаются к группе F1, а ТТ стороны НН – к группе M1, а ТТ стороны НН – к группам H1 и H5.

Тогда параметры «Phase CT F1 Primary» и «Phase CT F1 Secondary» в соответствии с приведенным в исходных данных коэффициентом трансформации со стороны ВН $K_{TT,ВН} = 750/5$ должны быть заданы равным 750 А и 5 А соответственно, параметры «Phase CT M1 Primary» и «Phase CT M1 Secondary» в соответствии с $K_{TT,СН} = 1000/5$ – 1000 А и 5 А, а параметры «Phase CT H1 Primary» («Phase CT H5 Primary») и «Phase CT H1 Secondary» («Phase CT H5 Secondary») в соответствии с $K_{TT,НН} = 3000/5$ – 3000 А и 5 А.

Так как в примере не предусматривается подключение ТТ нулевой последовательности, параметры «Ground CT F1 Primary», «Ground CT F1 Secondary», «Ground CT M1 Primary», «Ground CT M1 Secondary», «Ground CT H1 Primary», «Ground CT H1 Secondary», «Ground CT H5 Primary» и «Ground CT H5 Secondary» не задаются (могут приняты равными значениям по умолчанию).

1.10.3 Параметрирование данных об источниках

Для связи аналоговых входов и функции дифференциальной защиты зададим параметры источников. В соответствии с рекомендациями, для каждой группы ТТ предусмотрим свой источник.

Первый источник «Source 1» будет соответствовать стороне ВН, второй «Source 2» – стороне СН, третий «Source 3» и четвертый «Source 4» – стороне НН. Тогда параметры источников могут быть заданы в соответствии с таблицами 1.14, 1.15 и 1.16.

Таблица 1.14 – Перечень параметров источника «Source 1»

Обозначение параметра	Диапазон	Описание параметра
Source 1 Name	До 6 алфавитно-цифровых символов	HighV
Source 1 Phase CT	None, F1, F5, F1+F5 … до комбинации любых пяти групп ТТ	F1
Source 1 Ground CT	None, F1, F5, M1, M5	None
Source 1 Phase VT	None, F1, F5, M1, M5	None
Source 1 Aux VT	None, F1, F5, M1, M5	None

Таблица 1.15 – Перечень параметров источника «Source 2»

Обозначение параметра	Диапазон	Описание параметра
Source 2 Name	До 6 алфавитно-цифровых символов	MidV
Source 2 Phase CT	None, F1, F5, F1+F5 … до комбинации любых пяти групп ТТ	M1
Source 2 Ground CT	None, F1, F5, M1, M5	None
Source 2 Phase VT	None, F1, F5, M1, M5	None
Source 2 Aux VT	None, F1, F5, M1, M5	None

Таблица 1.16 – Перечень параметров источника «Source 3» («Source 4»)

Обозначение параметра	Диапазон	Описание параметра
Source 2 Name	До 6 алфавитно-цифровых символов	Low1V (Low2V)
Source 2 Phase CT	None, F1, F5, F1+F5 … до комбинации любых пяти групп ТТ	F5 (M5)
Source 2 Ground CT	None, F1, F5, M1, M5	None

Обозначение параметра	Диапазон	Описание параметра
Source 2 Phase VT	None, F1, F5, M1, M5	None
Source 2 Aux VT	None, F1, F5, M1, M5	None

1.10.4 Параметрирование общих данных о защищаемом объекте. Определение опорной (базисной) стороны

Группа «General» (общие) содержит параметры объекта, описывающие его целиком, не рассматривая отдельно взятые обмотки.

Параметр «Number Of Windings» (число обмоток) должен быть принят равным числу источников (Source) дифференциального органа, т.е. 4.

Параметр «Reference Winding Selection» (выбор опорной обмотки) примем равным значению «Automatic Reference Winding Selection» (автоматический выбор опорной обмотки). Для того, чтобы определить, какая сторона в данном случае будет автоматически выбрана устройством в качестве опорной, рассчитаем запас ТТ для всех сторон защищаемого автотрансформатора. Для стороны ВН запас равен:

$$M_{\text{обм,ВН}} = \frac{I_{\text{ном, тт, перв,ВН}}}{I_{\text{ном,ВН}}} = \frac{750}{314} = 2{,}39,$$

где $I_{\text{ном,тт,перв,ВН}} = 750$ А – номинальный первичный ток ТТ со стороны ВН;

$I_{\text{ном,ВН}} = \frac{S_{\text{ном,ВН}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном,ВН}}} = \frac{125\,000}{\sqrt{3}\cdot 230} = 314\,(\text{А})$ – номинальный ток защищаемого объекта со стороны ВН.

Для стороны СН запас равен:

$$M_{\text{обм,СН}} = \frac{I_{\text{ном, тт, перв,СН}}}{I_{\text{ном,СН}}} = \frac{1000}{596} = 1{,}68,$$

где $I_{\text{ном,тт,перв,СН}} = 1000$ А – номинальный первичный ток ТТ со стороны СН;

$I_{\text{ном,СН}} = \frac{S_{\text{ном,СН}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном,СН}}} = \frac{125\,000}{\sqrt{3}\cdot 121} = 596\,(\text{А})$ – номинальный ток защищаемого объекта со стороны СН.

Для стороны НН запас равен:

$$M_{\text{обм,НН}} = \frac{I_{\text{ном, тт, перв,НН}}}{I_{\text{ном,НН}}} = \frac{3000}{3280} = 0{,}91,$$

где $I_{\text{ном,тт,перв,НН}} = 3000$ А – номинальный первичный ток ТТ со стороны НН;

$I_{\text{ном,НН}} = \frac{S_{\text{ном,НН}}/2}{\sqrt{3}U_{\text{ном,НН}}} = \frac{125\,000/2}{\sqrt{3}\cdot 11} = 3280\,(\text{А})$ – номинальный ток защищаемого объекта со стороны НН.

Итак, в качестве опорной будет выбрана сторона с наименьшим запасом, т.е. сторона НН.

Т.к. со всех сторон защита подключается к ТТ, соединенными в звезду, то сдвиг фаз будем учитывать программно. Для этого значение параметра «Phase Compensation» (выравнивание фазы) примем равным «Internal (software)» (внутренне (программно)).

Остальные параметры, относящиеся к группе «General» (общие) в соответствии с рекомендациями примем равными значениям по умолчанию, т.к. имеющихся паспортных данных не достаточно для их точного задания.

Выбранные параметры группы «General» (общие) сведены в таблицу 1.9.

Таблица 1.17 – Перечень параметров для группы «General»

Обозначение уставки	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Принятое значение
Number Of Windings	–	2 - 6	1	2	4
Reference Winding Selection	–	Automatic Reference Winding Selection; Manual Reference Winding selection	–	Automatic Reference Winding Selection	Automatic Reference Winding Selection
Phase Compensation	–	Internal (software); External (with CTs)	–	Internal (software)	Internal (software)
Load Loss At Rated Load	кВт	1 - 20000	1	100	100
Rated Winding Temp Rise	Град.	55 (Oil); 65 (Oil); 80 (Dry); 115 (Dry); 150 (Dry).	–	65	65
No Load Loss	кВт	1 - 20000	1	10	10
Type Of Cooling	–	OA (MB); FA (ПВ); Non-directed FOA/FOW; Directed FOA/FOW; Sealed Self Cooled; Vented Self Cooled; Forced Cooled	–	OA (MB)	OA (MB)
Top Oil Rise Over Ambient	Град.	1 – 200	1	35	35
Thermal Capacity	кВт/С	0,00 – 200,00	0,01	100	100
Winding Thermal Time Constant	мин	0,25 – 15,00	0,01	2	2

1.10.5 Параметрирование данных об обмотке ВН защищаемого объекта

Обмотку стороны ВН опишем с помощью группы параметров «Winding 1» (обмотка 1).

Так как ТТ со стороны ВН подключены к источнику «Source 1», параметр «Winding 1 Source» (источник обмотки 1) примем равным SRC1.

Остальные параметры примем в соответствии с исходными данными, кроме «Winding 1 Resistance» (сопротивление обмотки 1), который может быть принят равным значению по умолчанию. Результат выбора приведен в таблице 1.18.

Здесь же рассчитаем коэффициент выравнивания амплитуды обмотки:

$$M_{\text{С,обм,ВН}} = \frac{I_{\text{ном,тт,перв,ВН}} \cdot U_{\text{ном,ВН}}}{I_{\text{ном,тт,перв,опор}} \cdot U_{\text{ном,опор}}} = \frac{750 \cdot 230}{3000 \cdot 11} = 5{,}22,$$

где $I_{\text{ном,тт,перв,ВН}} = 750$ А и $U_{\text{ном,ВН}} = 230$ кВ – номинальный первичный ток трансформатора тока и номинальное напряжение защищаемого АТ для рассматриваемой стороны ВН;

$I_{\text{ном,тт,перв,опор}} = 3000$ А и $U_{\text{ном,опор}} = 11$ кВ – номинальный первичный ток трансформатора тока и номинальное напряжение защищаемого АТ для опорной стороны (сторона НН).

Полученное значение меньше максимально допустимого значения коэффициента выравнивания амплитуды 32.

Таблица 1.18 – Перечень параметров для группы «Winding 1»

Обозначение уставки	**Единица измерения**	**Диапазон**	**Шаг**	**По умолчанию**	**Описание уставки**
Winding 1 Source	–	SRC1, SRC2, SRC3, SRC4	–	SRCX	SRC1
Winding 1 Rated MVA	MBA	0,001 – 2000,000	1	100	125
Winding 1 Nominal Ø-Ø Voltage	кВ	0,001 – 2000,000	1	220,000	230
Winding 1 Connection	–	Wye, Delta, Zig-zag	–	Wye	Wye
Winding N Grounding	–	Not Within Zone, Within Zone	–	Not within zone	Within Zone
Winding 1 Angle WRT Winding 1	°	-359,9 – 0,0	0,1	0,0	0,0
Winding 1 Resistance 3Ø	Ом	0,0001 – 100,0000	0,0001	10,0000	10,0000

1.10.6 Параметрирование данных об обмотке СН защищаемого объекта

Обмотку стороны СН опишем с помощью группы параметров «Winding 2» (обмотка 2).

Так как ТТ со стороны СН подключены к источнику «Source 2», параметр «Winding 2 Source» (источник обмотки 2) примем равным SRC2.

Остальные параметры примем в соответствии с исходными данными, кроме «Winding 2 Resistance» (сопротивление обмотки 2), который может быть принят равным значению по умолчанию. Результат выбора приведен в таблице 1.19.

Здесь же рассчитаем коэффициент выравнивания амплитуды обмотки:

$$M_{\text{С,обм,СН}} = \frac{I_{\text{ном,тт,перв,СН}} \cdot U_{\text{ном,СН}}}{I_{\text{ном,тт,перв,опор}} \cdot U_{\text{ном,опор}}} = \frac{1000 \cdot 121}{3000 \cdot 11} = 3{,}67,$$

где $I_{ном,тт,перв,СН} = 1000$ А и $U_{ном,СН} = 121$ кВ – номинальный первичный ток трансформатора тока и номинальное напряжение защищаемого АТ для рассматриваемой стороны СН;

$I_{ном,тт,перв,опор} = 3000$ А и $U_{ном,опор} = 11$ кВ – номинальный первичный ток трансформатора тока и номинальное напряжение защищаемого АТ для опорной стороны (сторона НН).

Полученное значение меньше максимально допустимого значения коэффициента выравнивания амплитуды 32.

Таблица 1.19 – Перечень параметров для группы «Winding 2»

Обозначение уставки	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Описание уставки
Winding 2 Source	–	SRC1, SRC2, SRC3, SRC4	–	SRCX	SRC2
Winding 2 Rated MVA	MBA	0,001 – 2000,000	1	100	125
Winding 2 Nominal Ø-Ø Voltage	кВ	0,001 – 2000,000	1	220,000	121
Winding 2 Connection	–	Wye, Delta, Zig-zag	–	Wye	Wye
Winding N Grounding	–	Not Within Zone, Within Zone	–	Not within zone	Within Zone
Winding 2 Angle WRT Winding 2	°	-359,9 – 0,0	0,1	0,0	0,0
Winding 2 Resistance 3Ø	Ом	0,0001 – 100,0000	0,0001	10,0000	10,0000

1.10.7 Параметрирование данных об обмотке НН защищаемого объекта

Обмотку стороны НН опишем с помощью группы параметров «Winding 3» (обмотка 3) («Winding 4» (обмотка 4).).

Так как ТТ со стороны НН подключены к источнику «Source 3» («Source 4»), параметр «Winding 3 Source» (источник обмотки 3) («Winding 4 Source» (источник обмотки 4)) примем равным SRC3 (SRC4).

Остальные параметры примем в соответствии с исходными данными, кроме «Winding 3 Resistance» (сопротивление обмотки 3) («Winding 4 Resistance» (сопротивление обмотки 4)), который может быть принят равным значению по умолчанию. Т.к. рассматриваемый АТ для стороны НН относительно стороны ВН (обмотки 1) имеет 11-ую группу соединения обмоток, то параметр «Winding 3 Angle WRT Winding 1» (угол обмотки 3 по отношению в обмотке 1) («Winding 4 Angle WRT Winding 1» (угол обмотки 4 по отношению в обмотке 1)) примем равным -30 °. Результат выбора приведен в таблице 1.20.

Таблица 1.20 – Перечень параметров для группы «Winding 3» («Winding 4»)

Обозначение уставки	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Описание уставки
Winding 3 Source	–	SRC1, SRC2, SRC3, SRC4	–	SRCX	SRC3 (SRC4)
Winding 3 Rated MVA	MBA	0,001 – 2000,000	1	100	125
Winding 3 Nominal Ø-Ø Voltage	кВ	0,001 – 2000,000	1	220,000	11
Winding 3 Connection	–	Wye, Delta, Zig-zag	–	Wye	Delta
Winding N Grounding	–	Not Within Zone, Within Zone	–	Not within zone	Not Within Zone
Winding 3 Angle WRT Winding 3	°	-359,9 – 0,0	0,1	0,0	-330
Winding 3 Resistance 3Ø	Ом	0,0001 – 100,0000	0,0001	10,0000	10,0000

1.10.8 Активизация функции дифференциальной защиты с торможением

Для активизации функции дифференциальной защиты «Percent Differential» параметр «Percent Differential Function» примем равным значению «Enabled» – функция дифференциальной токовой защиты включена.

1.10.9 Минимальный дифференциальный ток срабатывания

Параметр «Percent Differential Pickup» (срабатывание дифференциальной токовой защиты с торможением) по условию отстройки от тока небаланса при малых сквозных аварийных токах равен:

$$I_{\text{с.з,мин}} \geq k_{\text{отс}} I_{\text{нб,расч*}} = 1{,}1 \cdot 0{,}34 = 0{,}374,$$

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

$I_{\text{нб,расч*}} = (k_{\text{пер}} \varepsilon_* + \Delta U_{\text{рег*}} + \Delta f_{\text{выр*}}) \cdot I_{\text{торм,расч*}} = (2{,}0 \cdot 0{,}1 + 0{,}12 + 0{,}02) \cdot 1{,}0 = 0{,}34$ – относительный расчетный ток небаланса;

$k_{\text{пер}} = 2{,}0$ – коэффициент, учитывающий переходной режим;

$\varepsilon_* = 0{,}1$ – относительная погрешность, обусловленная трансформаторами тока;

$\Delta U_{\text{рег*}} = \frac{\max(U_{(-\text{PO})}; U_{(+\text{PO})})}{100\%} = \frac{\max(2\%; 12\%)}{100\%} = 0{,}12$ – составляющая расчетного тока небаланса, обусловленная погрешностью регулирования напряжения;

$\Delta f_{\text{выр*}} = 0{,}02$ – относительная погрешность, обусловленная выравниванием токов сторон в устройстве защиты;

$I_{\text{торм,расч*}} = 1{,}0$ – относительный расчетный тормозной ток в нормальном режиме работы защищаемого трансформатора.

Итак, значение параметра «Percent Differential Pickup» примем равным 0,38.

1.10.10 Первый изгиб тормозной характеристики

Параметр «Percent Differential Break 1» (изгиб 1 дифференциальной токовой защиты с торможением) в соответствии с рекомендациями п.1.2.4 примем равным 2,0.

1.10.11 Первый наклон тормозной характеристики

Параметр «Percent Differential Slope 1» (наклон 1 дифференциальной защиты с торможением) рассчитаем по выражению:

$$S_1 \geq k_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб,расч*}} \cdot 100\% = 1{,}1 \cdot 0{,}34 \cdot 100\% = 37{,}4\%,$$

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

$K_{\text{нб,расч*}} = k_{\text{пер}} \varepsilon_* + \Delta U_{\text{рег*}} + \Delta f_{\text{выр*}} = 2{,}0 \cdot 0{,}1 + 0{,}12 + 0{,}02 = 0{,}34$ – относительный расчетный коэффициент небаланса;

$k_{\text{пер}} = 2{,}0$ – коэффициент, учитывающий переходной режим;

$\varepsilon_* = 0{,}1$ – относительная погрешность, обусловленная трансформаторами тока;

$\Delta U_{\text{рег*}} = \dfrac{\max\left(U_{(-\text{PO})}; U_{(+\text{PO})}\right)}{100\%} = \dfrac{\max(2\%; 12\%)}{100\%} = 0{,}12$ – составляющая расчетного тока небаланса, обусловленная погрешностью регулирования напряжения;

$\Delta f_{\text{выр*}} = 0{,}02$ – относительная погрешность, обусловленная выравниванием токов сторон в устройстве защиты.

Итак, значение параметра «Percent Differential Slope 1» примем равным 38 %.

1.10.12 Второй изгиб тормозной характеристики

Параметр «Percent Differential Break 2» (изгиб 2 дифференциальной токовой защиты с торможением) в соответствии с рекомендациями примем равным 5,0.

1.10.13 Второй наклон тормозной характеристики

Параметр «Percent Differential Slope 2» (наклон 2 дифференциальной защиты с торможением) рассчитаем по выражению:

$$S_1 \geq k_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб,расч*}} \cdot 100\% = 1{,}1 \cdot 0{,}34 \cdot 100\% = 37{,}4\%,$$

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

$K_{\text{нб,расч*}} = k_{\text{пер}} \varepsilon_* + \Delta U_{\text{рег*}} + \Delta f_{\text{выр*}} = 2{,}0 \cdot 0{,}1 + 0{,}12 + 0{,}02 = 0{,}34$ – относительный расчетный коэффициент небаланса;

$k_{\text{пер}} = 2{,}0$ – коэффициент, учитывающий переходной режим;

$\varepsilon_* = 0{,}1$ – относительная погрешность, обусловленная трансформаторами тока;

$\Delta U_{рег*} = \frac{\max(U_{(-РО)}; U_{(+РО)})}{100\%} = \frac{\max(2\%; 12\%)}{100\%} = 0{,}12$ – составляющая расчетного тока небаланса, обусловленная погрешностью регулирования напряжения;

$\Delta f_{выр*} = 0{,}02$ – относительная погрешность, обусловленная выравниванием токов сторон в устройстве защиты.

Т.к. полученное значение меньше минимально возможного (50 %), параметр «Percent Differential Slope 2» примем равным минимально возможному значению – 50 %.

1.10.14 Проверка чувствительности дифференциальной защиты с торможением

Для проверки чувствительности сначала построим характеристику срабатывания в соответствии с принятыми параметрами «Percent Differential Pickup», «Percent Differential Break 1», «Percent Differential Break 2», «Percent Differential Slope 1», «Percent Differential Slope 2». Результат представлен на рисунке 1.5.

Затем определим минимальный возможный тормозной ток при КЗ на выводах. В качестве расчетных рассмотрены режимы, представленные в таблице 1.21.

Таблица 1.21 – Расчетные токи внутренних КЗ на выводах АТ

№	Режим	Ток со стороны			$I_{диф,расч*}$	$I_{торм,расч*}$
		ВН: I_1, А / I_{1*}	СН: I_2, А / I_{2*}	НН: I_3, А / I_{3*}		
1	Минимальный ток КЗ между двумя фазами на стороне НН АТ за реактором в режиме, когда отключена система СН, все выключатели включены и в работе находятся оба АТ	331 / 1,05	127 / 0,40	0 / 0	1,45	1,05
2	Максимальный ток КЗ между двумя фазами на стороне НН АТ за реактором в режиме, когда отключена система СН, все выключатели включены и в работе находятся оба АТ	325 / 1,04	222 / 0,71	0 / 0	1,75	1,04

№	Режим	Ток со стороны			$I_{диф,расч*}$	$I_{торм,расч*}$
3	Минимальный ток КЗ между двумя фазами на стороне НН АТ за реактором в режиме, когда включены обе системы и все выключатели автотрансформатора и в работе находится один трансформатор	176 / 0,56	310 / 0,99	0 / 0	1,55	0,99
4	Максимальный ток КЗ между двумя фазами на стороне НН АТ за реактором в режиме, когда включены обе системы и все выключатели автотрансформатора и в работе находится один трансформатор	109,4 / 0,35	493 / 1,57	0 / 0	1,92	1,57
5	Минимальный ток КЗ между двумя фазами на стороне ВН автотрансформатора в режиме, когда включены обе системы, но отключен выключатель защищаемого автотрансформатора со стороны ВН и в работе находятся оба автотрансформатора	0 / 0	1305 / 4,16	0 / 0	4,16	4,16
6	Максимальный ток КЗ между двумя фазами на стороне ВН автотрансформатора в режиме, когда включены обе системы, но отключен выключатель защищаемого автотрансформатора со стороны ВН и в работе находятся оба автотрансформатора	0 / 0	2441 / 7,77	0 / 0	7,77	7,77

№	Режим	Ток со стороны			$I_{диф.расч*}$	$I_{торм.расч*}$
7	Минимальный ток КЗ между двумя фазами на стороне СН автотрансформатора в режиме, когда включены обе системы, но отключен выключатель защищаемого автотрансформатора со стороны СН и в работе находятся оба автотрансформатора	1437 / 4,58	0 / 0	0 / 0	4,58	4,58
8	Максимальный ток КЗ между двумя фазами на стороне СН автотрансформатора в режиме, когда включены обе системы, но отключен выключатель защищаемого автотрансформатора со стороны СН и в работе находятся оба автотрансформатора	2468 / 7,86	0 / 0	0 / 0	7,86	7,86

Отметим полученные точки на характеристике срабатывания (рисунок 1.5) и определим чувствительность защиты в этих точках по выражению (1.7). Результаты представлены в таблице ЧЧЧ.

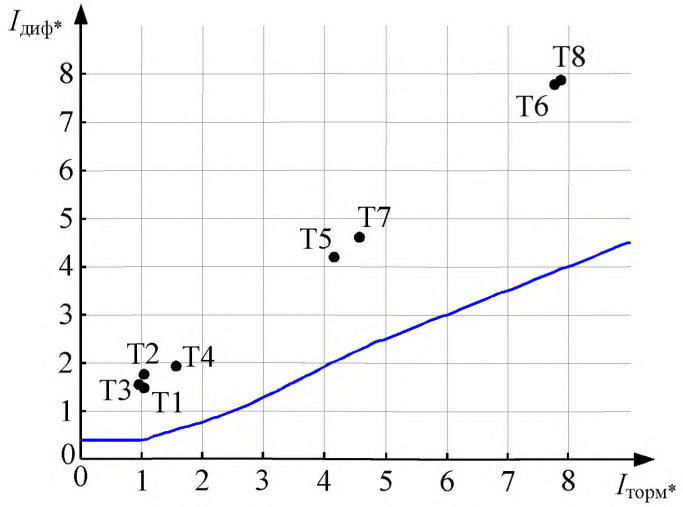


Рисунок 1.5 – Проверка чувствительности дифференциальной защиты

Таблица 1.22 – Результаты проверки чувствительности в рассматриваемых расчетных точках

Точка	$I_{торм.расч*}$	$I_{диф.расч*}$	$I_{диф.хс*}$	$K_ч$
T1	1,05	1,45	0,40	3,63
T2	1,04	1,75	0,395	4,43
T3	0,99	1,55	0,38	4,08
T4	1,57	1,92	0,60	3,2
T5	4,16	4,16	2,01	2,07
T6	7,77	7,77	3,885	2,00
T7	4,58	4,58	2,27	2,02
T8	7,86	7,86	3,93	2,00

Из таблицы видно, что коэффициент чувствительности во всех режимах $K_ч \geq 2,0$, т.е. требуемая чувствительность при выбранных параметрах тормозной характеристики обеспечивается.

1.10.15 Функция блокировки при броске тока намагничивания

Параметр «Inrush Inhibit Function» (функция блокировки при броске тока намагничивания), задающий режим работы блокировки дифференциальной защиты по 2-ой гармонике при броске тока намагничивания, в соответствии с рекомендациями для российских условий эксплуатации примем равным значению «2Trad. 2nd» (трад. 2ая).

1.10.16 Режим блокировки при броске тока намагничивания

Параметр «Inrush Inhibit Mode» (режим блокировки при броске тока намагничивания), который определяет режим блокировки при бросках тока намагничивания, в соответствии с рекомендациями для российских условий эксплуатации примем равным «2-out-of-3» (2 из 3).

1.10.17 Уровень блокировки при броске тока намагничивания

Параметр «Inrush Inhibit Level» (уровень блокировки при броске тока намагничивания) в соответствии с рекомендациями примем равным 14 %.

1.10.18 Режим блокировки при перенасыщении

Блокировку при перенасыщении в соответствии с российской практикой использовать не будем, поэтому параметр «Overexcitation Inhibit Mode» (режим блокировки при перенасыщении) примем равным «Disabled».

1.10.19 Уровень блокировки при перенасыщении

С помощью параметра «Overexcitation Inhibit Level» (уровень блокировки при перенасыщении) задается уровень срабатывания блокировки при перенасыщении. Т.к. блокировка в примере не используется, параметр не оказывает влияние на работу защиты и может быть принят равным значению по умолчанию.

1.10.20 Дифференциальная токовая отсечка

Для активизации функции дифференциальной токовой отсечки параметр «Instantaneous Differential Function» зададим равным «Enabled».

Ток срабатывания выберем с учетом следующих условий:

– обеспечение отстройки от броска тока намагничивания. При этом параметр срабатывания «Instantaneous Differential» должен удовлетворять условию:

$$I_{до*} \geq 5{,}0;$$

– обеспечение отстройки от максимального тока небаланса при внешних повреждениях. Для этого параметр срабатывания «Instantaneous Differential» должен удовлетворять условию:

$$I_{до*} \geq k_{отс} I_{нб,расч*} = 1{,}2 \cdot 2{,}15 = 2{,}58,$$

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

$I_{нб,расч*} = (k_{пер}\varepsilon_* + \Delta U_{рег*} + \Delta f_{выр*}) I_{скв,макс*} = (3{,}0 \cdot 0{,}1 + 0{,}12 + 0{,}02) \cdot 4{,}88 = 2{,}15$ – относительный расчетный ток небаланса;

$k_{пер} = 3{,}0$ – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей);

$\varepsilon_* = 0{,}1$ – относительная погрешность, обусловленная трансформаторами тока;

$\Delta U_{рег*} = \frac{\max(U_{(-РО)}; U_{(+РО)})}{100\%} = \frac{\max(2\%; 12\%)}{100\%} = 0{,}12$ – составляющая расчетного тока небаланса, обусловленная погрешностью регулирования напряжения;

$\Delta f_{выр*} = 0{,}02$ – относительная погрешность, обусловленная выравниванием токов сторон в устройстве защиты;

$I_{скв,макс*} = \frac{I_{кз,макс,нн}}{I_{ном,опор}} = \frac{14636}{3000} = 4{,}88$ – максимальный сквозной ток при внешнем трехфазном КЗ;

$I_{кз,макс,нн} = I_{кз,макс} \frac{U_{ном,вн}}{U_{ном,опор}} = 840\frac{115}{6{,}6} = 14636(А)$ – максимальный ток при внешнем трехфазном КЗ (точка К1 на схеме 1.2), приведенный к опорной стороне (стороне НН);

$I_{ном,опор} = 3000$ А – номинальный ток ТТ опорной стороны (НН).

Исходя из приведенных условий принимаем значение параметра «Instantaneous Differential» равным 5,0.

1.10.21 Перечень выбранных параметров защитных функций

Выбранные параметры функции дифференциальной защиты устройства сведены в таблицу 1.23.

Таблица 1.23 – Перечень параметров срабатывания устройства Т35

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Рассчитанное значение

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Рассчитанное значение
Дифференциальная токовая защита с торможением					
Percent Differential Function	–	Disabled; Enabled	–	Disabled	Enabled
Percent Differential Pickup	o.e.	0,050 – 1,000	0,001	0,100	0,380
Percent Differential Slope 1	%	15 – 100	1	25	38
Percent Differential Break 1	o.e.	1,000 – 4,000	0,001	2,000	2,000
Percent Differential Break 2	o.e.	4,000 – 30,000	0,001	8,00	5,00
Percent Differential Slope 2	%	50 – 100	1	100	50
Inrush Inhibit Function	–	Disabled; Adapt. 2nd; Trad. 2nd	–	Adapt. 2nd	Trad. 2nd
Inrush Inhibit Mode	–	Per phase; 2-out-of-3; Average	–	Per phase	2-out-of-3
Inrush Inhibit Level	% от тока основной гармоники	1,0 – 40,0	0,1	20,0	14,0
Overexcitation Inhibit Function	–	Disabled; 5th	–	Disabled	Disabled
Overexcitation Inhibit Level	% от тока основной гармоники	1,0 – 40,0	0,1	10,0	10,0
Дифференциальная токовая отсечка					
Instantaneous Differential Function	–	Disabled; Enabled	–	Disabled	Enabled
Instantaneous Differential Pickup	o.e.	2,000 – 30,000	0,001	8,000	5,000

2 Защита шунтирующих реакторов

В соответствии с [2] для шунтирующих реакторов (330 ÷ 750) кВ следует предусматривать устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

а) однофазных и двухфазных замыканий на землю в обмотках и на выводах;

б) витковых замыканий в обмотках;

в) понижения уровня масла;

г) частичного пробоя изоляции вводов, если вводы маслонаполненные.

В таблице 2.1 представлен перечень защит, устанавливаемых на шунтирующих реакторах.

Таблица 2.1 – Перечень защит, устанавливаемых на шунтирующих реакторах

Название защиты	Описание защиты
Газовая защита	Используется как чувствительная защита от внутренних повреждений шунтирующих реакторов. Выполняется в виде устройства газового реле, сигнал которого принимается микропроцессорной защитой.
Продольная дифференциальная токовая защита	Предназначена для защиты от повреждений на выводах и в параллельных обмотках ШР. Выполняется пофазной и со стороны линейного ввода подключается к ТТ, встроенным в высоковольтный ввод или выносным ТТ, а со стороны нейтрали – либо к ТТ, встроенным в параллельные ветви обмотки ШР со стороны вводов к нейтрали ШР, либо к выносным ТТ со стороны вводов к нейтрали ШР при отсутствии встроенных ТТ.
Поперечная дифференциальная токовая защита	Используется в качестве защиты ШР от витковых замыканий. Выполняется пофазной и подключается к ТТ, встроенным в параллельные обмотки ШР со стороны нейтрали, либо на дифференциальный ТТ типа ДТФ.
Токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП)	Используется для защиты от витковых замыканий. Предусматриваются две ступени ТЗНП. Защита выполняется ненаправленной. Устанавливается на ШР, имеющих один ввод нейтрали. Первая ступень включается в нулевой провод ТТ, встроенных в линейный ввод ШР; вторая ступень ТЗНП включается в нулевой провод ТТ, устанавливаемых со стороны нейтрали ШР. Если чувствительность ненаправленной ТЗНП окажется недостаточной, ТЗНП может быть выполнена направленной. При этом обе ступени устанавливаются в нулевой провод встроенных в линейный ввод ТТ и выполняются направленными в сторону защищаемого шунтирующего реактора. Орган направления мощности должен быть блокирующим. ТЗНП не используется, если предусмотрена продольная дифференциальная защита.
Контроль изоляции вводов (КИВ)	Предназначен для контроля состояния изоляции маслонаполненных вводов в процессе эксплуатации.

Название защиты	Описание защиты
Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ)	Устанавливается со стороны линейных вводов шунтирующего реактора.

В данном документе будут рассмотрены защиты шунтирующих реакторов на базе устройства Т60 (Т35) производства фирмы «GE Multilin».

2.1 Краткое описание микропроцессорных устройств защиты шунтирующих реакторов производства «GE Multilin»

Устройства защиты Т60 (Т35) могут применяться для защиты шунтирующих реакторов (330 ÷ 750) кВ.

Рассматриваемые устройства относятся к серии UR (Universal Relay – универсальные реле) и предназначены для построения систем РЗА объектов производства, передачи и распределения электроэнергии на напряжение от 110 до 750 кВ.

Устройства серии UR построены на единой платформе по модульному принципу. Модули, из которых построены устройства, максимально унифицированы и могут устанавливаться в различные реле.

В функциях устройств можно выделить следующие основные возможности:

– защита и управление;

– мониторинг и измерение;

– самодиагностика;

– программирование функций защиты и управления с использованием гибкой логики FlexLogic™;

– каналы связи.

Устройство Т60 может быть сконфигурировано максимум для четырех групп трехфазных токовых входов и четырех входов для токов нулевого провода. В устройстве Т35 доступно от 2 до 6 групп трехфазных входов: либо ТТ, либо ТТ и ТН.

Устройства Т60 и Т35 внутренне выполняют выравнивание (компенсацию) сдвига фаз и различия амплитуд, исключая необходимость подключения и использования промежуточных ТТ.

Орган дифференциальной защиты с процентным торможением является основной функцией защиты, и идентичен в обоих реле Т60 и Т35.

В устройствах предусмотрено использование от 1 до 6 групп уставок для каждого органа защиты. Рабочие характеристики этих органов определяются активной в конкретный момент времени группой уставок.

Методика расчета параметров срабатывания защитных функций устройства Т60 (Т35), приведенная в данном разделе, соответствует [7] и [8].

Расчеты рекомендуется выполнять в следующем порядке:

– проверка обеспечения цифрового выравнивания токов плеч защиты (в соответствии с пунктом Б.1 Приложения Б);

– проверка обеспечения выполнения требований к ТТ в схемах дифференциальной токовой защиты;

– параметрирование данных об аналоговых входах устройства и о защищаемом объекте (в соответствии с пунктом Б.1 Приложения Б);

– непосредственный расчет параметров срабатывания используемых функций устройства в соответствии с методикой, изложенной в данном разделе ниже.

В таблице А.1 Приложения А приведен список параметров защитных функций, подлежащих заданию в устройстве защиты, для всех описанных защитных функций.

2.2 Продольная дифференциальная токовая защита

Продольная дифференциальная токовая защита выполняется пофазной и со стороны линейного ввода подключается к ТТ, встроенным в высоковольтный ввод, а со стороны нейтрали – либо к ТТ, встроенным в параллельные ветви обмотки шунтирующего реактора со стороны вводов к нейтрали ШР, либо к выносным ТТ со стороны вводов к нейтрали шунтирующего реактора при отсутствии встроенных ТТ в параллельные ветви обмотки ШР.

В данном разделе рассмотрены методики расчета параметров срабатывания продольной дифференциальной токовой защиты устройства Т60 (Т35): для функции «Percent Differential» (дифференциальная защита с процентным торможением) и для функции «Instantaneous Differential» (дифференциальная отсечка).

2.2.1 Краткое описание функции продольной дифференциальной токовой защиты устройства Т60 (Т35)

Характеристика срабатывания дифференциальной токовой защиты с торможением устройства Т60 (Т35) представлена на рисунке 2.1.



Рисунок 2.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной токовой защиты с торможением устройства Т60 (Т35)

По оси ординат откладывается дифференциальный ток, равный сумме векторов токов всех обмоток:

$$I_{диф} = \left| \underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_3 \right|, \tag{2.1}$$

где $\underline{I}_1$, $\underline{I}_2$, $\underline{I}_3$, $\underline{I}_4$ – основные гармоники векторов токов обмоток с учетом выравнивания амплитуд и фазового сдвига между обмотками и компенсации тока нулевой последовательности (для тех обмоток, для которых параметр «Winding N Grounding» принят равным «Within Zone»).

По оси абсцисс откладывается тормозной ток, который рассчитывается как максимальное значение из модулей векторов токов обмоток:

$$I_{торм} = \max \left(\left| \underline{I}_1 \right|, \left| \underline{I}_2 \right|, \left| \underline{I}_3 \right| \right). \tag{2.2}$$

Характеристика срабатывания состоит из четырех участков:

– **первый участок** (Участок 1) – горизонтальная линия между точками Т1 и Т2 (см. таблицу 2.2);

– **второй участок** (Участок 2) – прямая линия между точками Т2 и Т3 с наклоном S_1;

– **третий участок** (Участок 3) – кривая, соединяющая точки Т3 и Т4. Зависимость дифференциального тока от тормозного на этом участке описывается выражением

$$I_{диф*} = C_0 + C_1 I_{торм*} + C_2 I_{торм*}^2 + C_3 I_{торм*}^3, \tag{2.3}$$

где $C_0 = \dfrac{2 \cdot (S_1 - S_2) \cdot B_1^2 \cdot B_2^2}{(B_1 - B_2)^3}$,

$$C_1 = \frac{S_2 \cdot B_1 \cdot (B_1^2 + B_1 \cdot B_2 + 4 \cdot B_2^2) - S_1 \cdot B_2 \cdot (B_2^2 + B_1 \cdot B_2 + 4 \cdot B_1^2)}{(B_1 - B_2)^3},$$

$$C_2 = \frac{2 \cdot (S_1 - S_2) \cdot (B_1^2 + B_1 \cdot B_2 + B_2^2)}{(B_1 - B_2)^3},$$

$$C_3 = \frac{(S_1 - S_2) \cdot (B_1 + B_2)}{(B_1 - B_2)^3};$$

B_1 и B_2 – первая и вторая точки изгиба соответственно, принимаются равными значениями параметров «Percent Differential Break 1» и «Percent Differential Break 2»;

S_1 и S_2 – первый и второй наклоны характеристики срабатывания соответственно, принимаются равными значениями параметров «Percent Differential Slope 1» и «Percent Differential Slope 2»;

– **четвертый участок** (Участок 4) – прямая линия от точки Т4 с наклоном S_2.

В таблице 2.2 даны координаты точек, ограничивающих участки характеристики срабатывания (Т1, Т2, Т3 и Т4)

Таблица 2.2 – Координаты точек, ограничивающих участки характеристики срабатывания

Точка	Координата по оси $I_{торм*}$	Координата по оси $I_{диф*}$
Т1	0	«Percent Differential Pickup»
Т2	«Percent Differential Pickup» / («Percent Differential Slope 1» / 100 %)	«Percent Differential Pickup»
Т3	«Percent Differential Break 1» / 100 %	«Percent Differential Break 1» · («Percent Differential Slope 1» / 100 %)
Т4	«Percent Differential Break 2» / 100 %	«Percent Differential Break 2» · («Percent Differential Slope 2» / 100 %)

Функция дифференциальной защиты устройства Т60 (Т35) предусматривает возможность использования блокировки при броске тока намагничивания «Inrush Inhibit» и блокировку при перенасыщении «Overexcitation Inhibit».

Работа дифференциальной отсечки основана на сравнении измеренного значения дифференциального тока $I_{диф}$ с задаваемым пользователем пороговым значением «Instantaneous Differential Pickup».

2.2.2 Активизация функции дифференциальной защиты с торможением

Для активизации функции дифференциальной защиты «Percent Differential» предназначен параметр «Percent Differential Function», который может быть принят равным одному из значений:

«Disabled» – функция дифференциальной токовой защиты отключена;

«Enabled» – функция дифференциальной токовой защиты включена.

2.2.3 Минимальный дифференциальный ток срабатывания

Параметр «Percent Differential Pickup» (срабатывание дифференциальной токовой защиты с торможением) задает минимальный

дифференциальный ток срабатывания защиты. Величину параметра рекомендуется выбирать по условию отстройки от небаланса при включении по выражению:

$$I_{\text{с.з,мин}} \geq k_{\text{отс}} I_{\text{нб,расч*}}, \tag{2.4}$$

где $k_{\text{отс}} = (1{,}1 \div 1{,}2)$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{нб,расч*}} = (k_{\text{пер}} \varepsilon_* + \Delta f_{\text{выр*}}) I_{\text{торм,расч*}}$ – относительный расчетный ток небаланса;

$k_{\text{пер}} = 2{,}0$ – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей при малых сквозных токах);

ε_* – относительная погрешность, обусловленная трансформаторами тока. Рекомендуется принимать равной 0,06;

$\Delta f_{\text{выр*}} = 0{,}02$ – относительная погрешность, обусловленная выравниванием токов сторон в устройстве защиты;

$I_{\text{торм,расч*}}$ – начальный тормозной ток, который рекомендуется принимать равным относительному номинальному току защищаемого шунтирующего реактора 1,0.

2.2.4 Первый изгиб тормозной характеристики

Параметр «Percent Differential Break 1» (изгиб 1 дифференциальной токовой защиты с торможением) определяет начало торможения характеристики (координату точки Т2 оси тормозного тока, см. рисунок 1.1), т.е. начало первого изгиба. Уставку рекомендуется задавать равной значению 2,0.

2.2.5 Первый наклон тормозной характеристики

Уставка «Percent Differential Slope 1» (наклон 1 дифференциальной защиты с торможением) определяет наклон на втором участке характеристики срабатывания (рисунок 1.1).

Для шунтирующих реакторов первый наклон рекомендуется принимать равным минимальному возможному значению, т.е. 10 %.

2.2.6 Второй изгиб тормозной характеристики

Параметр «Percent Differential Break 2» (изгиб 2 дифференциальной токовой защиты с торможением) для обеспечения минимального наклона рекомендуется задавать равным максимальному возможному значению, т.е. 30,0.

2.2.7 Второй наклон тормозной характеристики

Параметр «Percent Differential Slope 2» (наклон 2 дифференциальной защиты с торможением) для обеспечения минимального наклона рекомендуется задавать равным минимальному возможному значению, т.е. 50 %.

2.2.8 Проверка чувствительности дифференциальной защиты с торможением

Проверку чувствительности рекомендуется выполнять графически по следующему алгоритму.

1) Строится тормозная характеристика в соответствии с алгоритмом п.2.2.1 с учетом принятых значений параметров «Percent Differential Pickup», «Percent Differential Break 1», «Percent Differential Break 2», «Percent Differential Slope 1», «Percent Differential Slope 2».

2) На полученной характеристике отмечаются расчетные точки внутренних повреждений с координатами ($I_{\text{торм,кз}*}$, $I_{\text{диф,кз}*}$). В качестве расчетных рекомендуется рассматривать максимальные и минимальные значения тока при внутренних КЗ на выводах защищаемого шунтирующего реактора.

3) Для каждой точки проверяется коэффициент чувствительности по условию:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{диф,кз}*}}{I_{\text{диф,хс}*}} \geq 2{,}0\,, \tag{2.5}$$

где $I_{\text{диф,кз}*}$ и $I_{\text{диф,хс}*}$ – относительные дифференциальные токи, соответствующие рассматриваемой точке КЗ и координате точки характеристики срабатывания при тормозном токе, равном $I_{\text{торм,кз}*}$.

Проверку чувствительность производить не обязательно, т.к. для шунтирующих реакторов при выбранных по данной методике уставках чувствительность обеспечивается всегда.

2.2.9 Функция блокировки при броске тока намагничивания

Параметр «Inrush Inhibit Function» (функция блокировки при броске тока намагничивания) предоставляет возможность выбора режима работы блокировки дифференциальной защиты по 2-ой гармонике при броске тока намагничивания. Параметр может быть принят равным одному из двух значений:

– «Adapt. 2nd» (адапт. 2ая) – адаптивная. Реагирует как на значение, так и на фазовый угол 2-ой гармоники по отношению к составляющей основной частоты;

– «2Trad. 2nd» (трад. 2ая) – традиционная. Реагирует на отношение значения 2-ой гармоники к значению составляющей основной частоты.

В защите шунтирующего реактора рекомендуется использовать традиционную блокировку.

2.2.10 Режим блокировки при броске тока намагничивания

Параметр «Inrush Inhibit Mode» (режим блокировки при броске тока намагничивания) определяет режим блокировки при бросках тока намагничивания.

Параметр может быть принят равным одному из значений:

– «Per Phase» (пофазно). В этом случае устройство выполняет блокировку при броске тока намагничивания индивидуально для каждой фазы;

– «2-out-of-3» (2 из 3). В этом случае устройство проверяет уровень второй гармоники отдельно во всех трех фазах. Если в любых двух фазах выполняется условие блокировки, то оставшаяся фаза блокируется автоматически;

– «Average» (среднее). В этом случае устройство рассчитывает среднее отношение 2-ой гармоники и сравнивает это среднее значение с пороговым значением блокировки при броске тока намагничивания. Этот режим может использоваться только в том случае, если параметр «Inrush Inhibit Function» принят равным «2Trad. 2nd».

Для шунтирующих реакторов параметр рекомендуется принимать равным «2-out-of-3».

2.2.11 Уровень блокировки при броске тока намагничивания

Параметр «Inrush Inhibit Level» (уровень блокировки при броске тока намагничивания) определяет уровень составляющей второй гармоники в токе при броске тока намагничивания трансформатора, при превышении которого элемент дифференциальной защиты с процентным торможением блокируется.

Для шунтирующих реакторов значение параметра рекомендуется принимать равным 40 %, или выводить блокировку из работы.

2.2.12 Режим блокировки при перенасыщении

Параметр «Overexcitation Inhibit Mode» (режим блокировки при перенасыщении) определяет режим работы блокировки при перенасыщении и может быть принят равным одному из значений:

– «Disabled» (выведено) – функция блокировки при насыщении выведена;

– «5th» (5ая) – для блокировки функции дифференциальной защиты в режимах перенасыщения реле использует отношение 5-ой гармоники.

Для защиты шунтирующего реактора параметр рекомендуется задавать равным «Disabled».

2.2.13 Уровень блокировки при перенасыщении

Параметр «Overexcitation Inhibit Level» (уровень блокировки при перенасыщении) предназначен для обеспечения блокировки дифференциальной защиты при перенасыщении. Если функции блокировки при перенасыщении выведена, то данный параметр рекомендуется принимать равным значению по умолчанию.

2.2.14 Дифференциальная токовая отсечка

Функция мгновенной дифференциальной токовой защиты (дифференциальная токовая отсечка) работает, как измерительный орган максимального тока без выдержки времени, реагирующий на значение

измеренного дифференциального тока (отфильтрованная составляющая основной гармоники). Срабатывание функции происходит при превышении дифференциальным током порогового значения (дифференциальный ток срабатывания) – параметр «Instantaneous Differential» (дифференциальная отсечка).

Для активизации функции дифференциальной токовой отсечки предназначен параметр «Instantaneous Differential Function», который может быть принят равным одному из значений:

«Disabled» – функция дифференциальной токовой отсечки отключена;

«Enabled» – функция дифференциальной токовой отсечки включена.

Ток срабатывания рекомендуется рассчитывать по условию обеспечения отстройки от максимального тока небаланса при включении по выражению:

$$I_{до*} \geq k_{отс} I_{нб,расч*}, \tag{2.6}$$

где $k_{отс} = 1{,}3$ – коэффициент отстройки;

$I_{нб,расч*} = (k_{пер}\varepsilon_* + \Delta f_{выр*}) I_{скв,макс*}$ – относительный расчетный ток небаланса;

$k_{пер} = 2{,}0$ – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей);

ε_* – относительная погрешность, обусловленная трансформаторами тока. Рекомендуется принимать равной 0,06;

$\Delta f_{выр*} = 0{,}02$ – относительная погрешность, обусловленная выравниванием токов сторон в устройстве защиты;

$I_{скв,макс*}$ – максимальный сквозной ток, который рекомендуется принимать равным относительному номинальному току шунтирующего реактора 1,0.

2.3 Поперечная дифференциальная токовая защита

Поперечная дифференциальная токовая защита выполняется пофазной и подключается к ТТ, встроенным в параллельные обмотки ШР со стороны нейтрали, либо на дифференциальный ТТ типа ДТФ-35 или ДТФ-110, устанавливаемый в каждую фазу реактора.

Защита реагирует на разность токов в параллельных ветвях нейтрали защищаемого шунтирующего реактора. Срабатывание поперечной токовой защиты определяется параметром срабатывания максимального токового измерительного органа.

Относительный ток срабатывания поперечной дифференциальной токовой защиты рассчитывается по условию отстройки от тока небаланса в режиме включения ШР по выражению:

$$I_{диф,уст*} = K_{отс} K_{нб,расч} I_{расч*} + \Delta I_*, \tag{2.7}$$

где $K_{отс} = 1{,}05 \div 1{,}1$ – коэффициент отстройки;

$K_{нб,расч}$ – расчетный коэффициент небаланса. Рассчитывается по выражению

$$K_{\text{нб,расч}} = \sqrt{\left(K'_{\text{пер}} K_{\text{одн}} \varepsilon_{\text{ТТ*}} + \varepsilon_{\text{ПТТ*}}\right)^2 + \left(\Delta f_{\text{выр*}}\right)^2 + \left(f_{\text{выр*}}\right)^2}, \quad (2.8)$$

$K'_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс. Рекомендуется принимать $K'_{\text{пер}} = 2{,}0$;

$K_{\text{одн}} = 0{,}5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$\varepsilon_{\text{ТТ*}}$ – полная относительная погрешность трансформаторов тока, к которым подключается защита. Рекомендуется принимать $\varepsilon_{\text{ТТ*}} = 0{,}05$;

$\varepsilon_{\text{ПТТ*}}$ – полная относительная погрешность промежуточных трансформаторов тока. Если ПТТ не используются, то необходимо принимать $\varepsilon_{\text{ПТТ*}} = 0$;

$\Delta f_{\text{выр*}}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч. Если выравнивание выполняется внутри устройства (вычитание осуществляется программно), то данная погрешность задается равной 0,03. В случае подключения поперечной дифференциальной токовой защиты к ТТ типа ДТФ (на устройство подается разность токов параллельных ветвей) данную погрешность необходимо принимать равной 0;

$I_{\text{расч*}}$ – относительный ток в том режиме, в которым рассчитывается ток небаланса. Рекомендуется принимать равным максимальному относительному значению тока включения $I_{\text{расч*}} = 1{,}0/2 = 0{,}5$;

$\Delta I_* = (2{,}0 \div 2{,}4)$ % – разность токов в параллельных ветвях нейтрали. Значение уточняется в процессе эксплуатации.

Все слагаемые в скобках выражения (2.8) всегда принимаются положительными.

2.4 Токовая защита нулевой последовательности

Токовая защита нулевой последовательности предназначена для защиты от КЗ на землю и используется в случае отсутствия ТТ в параллельных ветвях со стороны нейтрали ШР, когда нет возможности установить поперечную дифференциальную защиту (для шунтирующих реакторов, ранее выпускавшихся на Запорожском трансформаторном заводе и выпускавшихся до 1982 года на Московском «Электрозаводе»). Защита выполняется ненаправленной. Если чувствительность ненаправленной ТЗНП окажется недостаточной, ТЗНП может быть выполнена направленной.

2.4.1 Расчет параметров срабатывания ТЗНП

При выполнении токовой защиты нулевой последовательности шунтирующего ректора ненаправленной должны быть предусмотрены две ступени:

– первая ступень включается в нулевой провод ТТ, встроенных в линейный ввод ШР;

– вторая ступень ТЗНП включается в нулевой провод ТТ, устанавливаемых со стороны нейтрали ШР. Если чувствительность какой-либо из указанных ступеней токовой ненаправленной защиты нулевой

последовательности окажется недостаточной, необходимо использование направленной ТЗНП.

2.4.1.1 Расчет параметров срабатывания первой ступени ТЗНП, включенной со стороны линейных вводов

Первичный ток срабатывания ИО первой ступени защиты выбирается исходя из следующих условий:

– обеспечение согласования с первой ступенью токовой защиты от замыканий на землю линии или АТ по выражению

$$I^{I}_{с.з} \geq K_{отс} K_{ток,шр} I^{I}_{0\,с.з,л/ат}, \qquad (2.9)$$

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

$K_{ток,шр} = I_{0шр} / I_{0л/ат}$ – максимальный коэффициент токораспределения, который определяется при однофазном или двухфазном КЗ на землю в конце зоны действия первой ступени защиты от замыканий на землю линии или АТ;

$I_{0шр}$ – ток нулевой последовательности в месте установки ТЗНП шунтирующего реактора в расчетном режиме;

$I_{0л/ат}$ – ток нулевой последовательности, протекающий в месте установки защиты от замыканий на землю линии или АТ;

$I^{I}_{0\,ñ.ç.ë/àò}$ – ток срабатывания первой ступени защиты от замыканий на землю линии или АТ;

– отстройки от утроенного тока нулевой последовательности в неполнофазном режиме работы защищаемого шунтирующего реактора, если такой режим длительно предусмотрен, по выражению

$$I^{I}_{с.з} \geq K_{отс} 3I_{0неп,шр}, \qquad (2.10)$$

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

$3I_{0неп,шр}$ – максимальное значение утроенного тока нулевой последовательности в неполнофазном режиме работы защищаемого шунтирующего реактора;

– отстройки от утроенного тока нулевой последовательности неполнофазного режима работы линии в цикле ОАПВ, с которой производится согласование:

$$I^{I}_{с.з} \geq K_{отс} 3I_{0неп,оапв}, \qquad (2.11)$$

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

$3I_{0неп,оапв}$ – максимальное значение утроенного тока нулевой последовательности в месте установки ТЗНП ШР в неполнофазном режиме работы линии, возникшее в цикле ОАПВ на ней.

Данное условие может не рассматриваться, если выдержка времени ТЗНП со стороны линейных вводов отстроена от цикла ОАПВ.

Значение параметра срабатывания $I^{I}_{0уст}$ первой ступени ТЗНП принимается равным наибольшему значению из полученных по приведенным выше условиям. При этом ток срабатывания должен проверяться по условию отстройки от утроенного тока нулевой последовательности, проходящего в месте установки защиты, при неодновременном включении фаз выключателя.

Данная проверка не производится, если первая ступень защиты имеет выдержку времени больше 0,3 с.

Выдержка времени ТЗНП шунтирующего реактора со стороны линейных вводов выбирается по условию отстройки от времени срабатывания первой ступени токовой защиты от замыканий на землю линии или АТ, с которой производится согласование

$$t^{\mathrm{I}}_{\mathrm{с.з}} = t^{\mathrm{I}}_{\mathrm{с.з,л/ат}} + \Delta t\,, \qquad (2.12)$$

где $t^{\mathrm{I}}_{\mathrm{с.з,л/ат}}$ – время срабатывания первой ступени защиты от замыканий на землю линии или АТ, с которой производится согласование;

$\Delta t = 0{,}3$ с – выдержка времени, учитывающая время действия выключателя линии (время от подачи сигнала на отключение до разрыва тока КЗ), время возврата защиты, результирующую погрешность органа выдержки времени защиты линии, с которой производится согласование, результирующую погрешность органа выдержки времени рассматриваемой защиты и время запаса.

2.4.2 Расчет параметров срабатывания второй ступени ТЗНП, включенной со стороны выводов к нейтрали

Первичный ток срабатывания второй ступени ТЗНП шунтирующего реактора выбирается исходя из условия согласования со второй (третьей) ступенью токовой защиты от замыканий на землю линии или АТ

$$I^{\mathrm{II}}_{\mathrm{с.з}} \geq K_{\mathrm{отс}} K_{\mathrm{ток,шр}} I^{\mathrm{II(III)}}_{0\,\mathrm{с.з,л/ат}}\,, \qquad (2.13)$$

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

$K_{\mathrm{ток,шр}} = I_{0\mathrm{шр}} / I_{0\mathrm{л/ат}}$ – максимальный коэффициент токораспределения, который определяется при однофазном или двухфазном КЗ на землю в конце зоны действия второй (третьей) ступени защиты от замыканий на землю линии или АТ, с которой производится согласование, в режиме, обеспечивающем наибольшее значение данного коэффициента;

$I_{0\mathrm{шр}}$ – первичный ток нулевой последовательности, протекающий в месте установки ТЗНП шунтирующего реактора в расчетном режиме;

$I_{0\mathrm{л/ат}}$ – ток нулевой последовательности, протекающий в месте установки защиты от замыканий на землю линии или АТ;

$I^{\mathrm{II(III)}}_{0\,\mathrm{с.з,л/ат}}$ – ток срабатывания второй (третьей) ступени защиты от замыканий на землю линии или АТ.

Вторая ступень ТЗНП должна быть выведена в неполнофазном режиме работы шунтирующего реактора (если предусмотрена длительная работа шунтирующего реактора в неполнофазном режиме).

Выдержка времени второй ступени ТЗНП ШР со стороны нейтральных вводов выбирается исходя из следующих условий:

– отстройки от времени срабатывания второй (третьей) ступени защиты от замыканий на землю линии или АТ, на которой установлен защищаемый ШР, по выражению

$$t_{\text{с.з}}^{\text{II}} = t_{\text{с.з,л/ат}}^{\text{II(III)}} + \Delta t\,, \tag{2.14}$$

где $t_{\text{с.з,л/ат}}^{\text{II(III)}}$ – время срабатывания второй (третьей) ступени защиты от замыканий на землю линии или АТ, с которой производится согласование;

$\Delta t = 0{,}3$ с – выдержка времени, учитывающая время действия выключателя линии (время от подачи сигнала на отключение до разрыва тока КЗ), время возврата защиты, результирующую погрешность органа выдержки времени защиты линии или автотрансформатора, с которой производится согласование, результирующую погрешность органа выдержки времени рассматриваемой защиты и время запаса;

– отстройки от времени выполнения ОАПВ на линии, с которым производится согласование

$$t_{\text{с.з}}^{\text{II}} = t_{\text{оапв}} + \Delta t\,, \tag{2.15}$$

где $t_{\text{оапв}}$ – время выполнения ОАПВ линии, с которым производится согласование;

$\Delta t = 0{,}3$ с – время запаса.

Значение выдержки времени принимается равным наибольшему из полученных значений.

2.4.3 Расчет параметров срабатывания ТНЗНП

При выполнении токовой защиты нулевой последовательности шунтирующего ректора направленной должны быть предусмотрены две ступени, установленные в нулевой провод встроенных в линейный ввод ТТ, при этом обе ступени выполняются направленными в сторону защищаемого шунтирующего реактора, а орган направления мощности должен быть блокирующим.

Вторая ступень не используется, если предусматривается длительная работа шунтирующего реактора в неполнофазном режиме.

2.4.3.1 Расчет параметров срабатывания первой ступени ТНЗНП

Первичный ток срабатывания первой ступени ТНЗНП рассчитывается исходя из следующих условий:

– отстройки от утроенного тока нулевой последовательности в месте установки защиты в неполнофазном режиме работы ШР или линии электропередачи, если такой режим предусматривается, по выражению

$$I_{\text{с.з}}^{\text{I}} \geq K_{\text{отс}} 3I_{0\,\text{неп,шр}}\,, \tag{2.16}$$

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

$3I_{0\text{неп,шр}}$ – максимальное значение утроенного тока нулевой последовательности в месте установки защиты в неполнофазном режиме работы шунтирующего реактора;

– отстройки от токов кратковременного неполнофазного режима, возникающего при неодновременном включении фаз защищаемого ШР, по выражению

$$I^{I}_{с.з} \geq K_{отс} 3I_{0 неп,шр}, \quad (2.17)$$

где $K_{отс} = 1,5$ – коэффициент отстройки;

$I_{0неп,шр}$ – максимальное значение утроенного тока нулевой последовательности в кратковременном неполнофазном режиме, возникающем при неодновременном включении фаз защищаемого ШР. Определяется при испытаниях.

Значение параметра срабатывания ИО тока нулевой последовательности принимается равным наибольшему из полученных.

Выдержка времени первой ступени ТНЗНП должна быть принята равной нулю для обеспечения необходимого быстродействия защиты.

2.4.3.2 Расчет параметров срабатывания второй ступени ТНЗНП

Вторая ступень ТНЗНП ШР выводится из работы, если предусматривается длительный неполнофазный режим работы ШР.

Первичный ток срабатывания второй ступени ТНЗНП рассчитывается исходя из условия отстройки от тока небаланса нулевой последовательности в защите в нормальном режиме работы шунтирующего реактора по выражению

$$I^{II}_{с.з} \geq K_{отс} I_{0 нб}, \quad (2.18)$$

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

$I_{0нб}$ – первичный ток небаланса нулевой последовательности в нормальном режиме работы шунтирующего реактора с учетом возможного отклонения индуктивного сопротивления ШР на ± 5 %.

Ток небаланса может быть рассчитан по выражению:

$$I_{0 нб} = I'_{0 нб} + I''_{0 нб} + I'''_{0 нб}, \quad (2.19)$$

где $I'_{0нб} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{ном}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная наличием погрешностей ТТ защиты в номинальном режиме работы шунтирующего реактора;

$K_{пер} = 1,0$ – коэффициент, учитывающий увеличение погрешностей ТТ в переходном режиме;

$K_{одн}$ 0,5 – коэффициент однотипности ТТ, учитывающий различие токов, протекающих через них, их разнотипность и нагруженность;

ε – относительное значение полной погрешности ТТ, соответствующее номинальному режиму шунтирующего реактора; может быть принять равным 0,03 для ТТ, имеющих класс точности 10Р, и 0,01 для ТТ, имеющих класс точности 5Р;

$I_{ном}$ – номинальный ток защищаемого шунтирующего реактора;

$I''_{0нб} = 0,05 I_{ном}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью всех модулей устройства, отвечающих за измерение в цепях тока защиты в номинальном режиме работы шунтирующего реактора;

$I'''_{0нб} = 0{,}05 I_{ном}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная отличием индуктивности шунтирующего реактора по фазам.

Выдержка времени второй ступени ТНЗНП должна быть отстроена от токов кратковременного неполнофазного режима, возникающего при неодновременном включении фаз ШР, и может быть принята равной 0,05 с.

2.5 Контроль изоляции вводов шунтирующего реактора

Функция контроля изоляции маслонаполненных вводов предназначена для защиты от пробоя высоковольтных линейных вводов защищаемого шунтирующего реактора.

КИВ реагирует на токи, протекающие под воздействием рабочего напряжения через изоляцию вводов трех фаз, и включает сигнальный и отключающий органы.

При срабатывании сигнального органа с выдержкой времени обеспечивается сигнализация КИВ. Отключающий орган является более грубым. При его срабатывании с выдержкой времени производится отключение выключателя ШР.

Срабатывание сигнального органа указывает на прогрессирующее повреждение изоляции высоковольтного ввода. Срабатывание сигнального органа должно происходить при увеличении тока на $(5 \div 7)$ % номинального емкостного тока ввода $I_{ном,емк,ввода}$, т.е. ток срабатывания сигнального элемента должен определяться по выражению

$$I_{с,сигн} = (0{,}05 \div 0{,}07) I_{ном,емк,ввода}. \qquad (2.20)$$

Выдержка времени сигнального элемента определяется из условия отстройки от максимальной выдержки времени резервных защит элементов сети высшего напряжения, примыкающей к автотрансформатору. Рекомендуется принимать равной 9 с.

Отключающий элемент должен вводиться в работу только после срабатывания реле времени сигнального элемента. Ток срабатывания отключающего элемента определяется по выражению

$$I_{с,откл} = 0{,}15 I_{ном,емк,ввода}. \qquad (2.21)$$

Выдержка времени отключающего элемента определяется из условия отстройки от быстродействующих защит. Рекомендуется принимать равной 1,5 с.

Для исключения ложных срабатываний при повреждениях в цепях соединения согласующего трансформатора и вводов $(330 \div 500)$ кВ отключающий элемент должен иметь дополнительную блокировку. Срабатывание блокирующего органа должно происходить при резком изменении тока в первичной обмотке согласующего трансформатора от нуля до $(0{,}6 \div 0{,}7) I_{ном,емк,ввода}$.

2.6 Устройство резервирования при отказе выключателя

Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ) обеспечивает отключение выключателей смежных присоединений в случае отказа срабатывания выключателя со стороны линейных вводов шунтирующего реактора или выключателя линии, на которой установлен рассматриваемый ШР, если у данного шунтирующего реактора отсутствует выключатель.

Для обеспечения быстрого возврата схемы УРОВ, если выключатель нормально отключился при действии защит, предусмотрен максимальный ИО тока. Выдержка времени УРОВ предназначена для фиксации отказа выключателя, т.е. если в течение данного времени условия пуска УРОВ сохраняются, то происходит действие на отключение всех выключателей, через которые продолжается питание повреждения.

Ток срабатывания максимального ИО тока УРОВ выбирается по условию обеспечения чувствительности:

$$I_{\text{с.з}} \le \frac{I_{\text{шр,мин}}}{K_{\text{ч}}}, \tag{2.22}$$

где $I_{\text{шр,мин}}$ – минимальный ток ШР в аварийном режиме;

$K_{\text{ч}} = 1{,}5$ – требуемый коэффициент чувствительности.

Ток срабатывания рекомендуется выбирать минимальным из диапазона $(5 \div 10)$ % от $I_{\text{ном}}$, где $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток защищаемого шунтирующего реактора.

Величина выдержки времени УРОВ при действии «на себя» должна приниматься равной нулю.

Величина выдержки времени УРОВ должна выбираться по условию отстройки от времени отключения исправного выключателя в соответствии с выражением:

$$t_{\text{с.з}} = t_{\text{уров «на себя»}} + t_{\text{откл.в}} + t_{\text{возв,УРОВ}} + t_{\text{погр.тайм}} + \Delta t, \tag{2.23}$$

где $t_{\text{уров «на себя»}}$ – время действия УРОВ «на себя» (время подачи команды на отключение при действии УРОВ «на себя» составляет 10 мс);

$t_{\text{откл.в}}$ – максимально возможное время отключения выключателя. Данная величина должна учитывать время срабатывания промежуточного реле или контактора, если действие на электромагнит отключения выключателя производится только через него;

$t_{\text{возв,УРОВ}} = 10$ мс – максимальное время возврата ИО тока УРОВ;

$t_{\text{погр.тайм}} = 5$ мс – результирующая погрешность органа выдержки времени;

$\Delta t = 0{,}06$ с – время запаса.

2.7 Пример расчета параметров срабатывания защиты шунтирующего реактора на базе устройства Т60 (Т35)

2.7.1 Исходные данные

В настоящем примере показан расчет параметров срабатывания устройства Т60 (Т35) при его использовании для защиты шунтирующего реактора типа 3хРОМБСМ-60000/500 с параметрами, представленными в таблице 2.3. Исходная схема защищаемого шунтирующего реактора ШР и прилегающей сети приведена на рисунке 2.2.

Таблица 2.3 – Параметры защищаемого шунтирующего реактора

Наименование параметра	Обозначение параметра	Единица измерения	Значение
Число фаз	–	–	1
Номинальная мощность	$S_{ном}$	МВА	60
Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВ	525/√3

Коэффициенты трансформации ТТ, установленных со стороны линейного ввода ТТ,ЛВ и нейтральных вводов ТТ,НВ1 и ТТ,НВ2, равны соответственно $K_{ТТ,ЛВ} = 1000/1$ и $K_{ТТ,НВ} = KТТ_{,НВ1} = K_{ТТ,НВ1} = 600/1$.

В примере рассмотрены следующие вопросы:

– проверка обеспечения цифрового выравнивания токов плеч защищаемого ШР;

– определение опорной (базисной) стороны;

– параметрирование данных об аналоговых входах и о защищаемом ШР;

– выбор параметров срабатывания дифференциальной токовой защиты.

Результаты расчета и выбора параметров защитных функций сведены в таблицу 2.11.

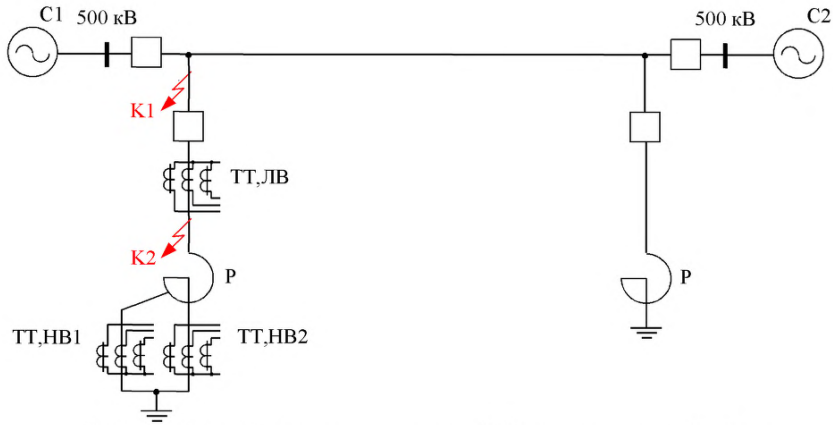


Рисунок 2.2 – Схема защищаемого ШР и прилегающей сети

2.7.2 Параметрирование данных об аналоговых входах

Для защиты рассматриваемого объекта в устройстве должно быть предусмотрено три группы токовых входов. Пусть ТТ стороны ЛВ в соответствии с проектом подключаются к группе F1, а ТТ стороны НВ1 – к группе M1, а ТТ со стороны НВ2 – к группе M5.

Тогда параметры «Phase CT F1 Primary» и «Phase CT F1 Secondary» в соответствии с приведенным в исходных данных коэффициентом трансформации со стороны ЛВ $K_{ТТ,ЛВ} = 1000/1$ должны быть заданы равным 1000 А и 1 А соответственно, параметры «Phase CT M1 Primary» и «Phase CT M1 Secondary» в соответствии с $K_{ТТ,НВ1} = 600/1$ – 600 А и 1 А и параметры «Phase CT M5 Primary» и «Phase CT M5 Secondary» в соответствии с $K_{ТТ,НВ2} = 600/1$ – 600 А и 1 А и .

Так как в примере не предусматривается подключение ТТ нулевой последовательности, параметры «Ground CT F1 Primary», «Ground CT M1 Secondary», «Ground CT M1 Primary», «Ground CT M1 Secondary», «Ground CT M5 Primary» и «Ground CT M5 Secondary» не задаются (могут приняты равными значениям по умолчанию).

2.7.3 Параметрирование данных об источниках

Для связи аналоговых входов и функции дифференциальной защиты зададим параметры источников. В соответствии с рекомендациями, для каждой группы ТТ предусмотрим свой источник.

Первый источник «Source 1» будет соответствовать стороне ЛВ, второй «Source 2» – стороне НВ1 и третий «Source 3» – стороне НВ2. Тогда параметры источников могут быть заданы в соответствии с таблицами 2.4, 2.5 и 2.6.

Таблица 2.4 – Перечень параметров источника «Source 1»

Обозначение параметра	Диапазон	Описание параметра
Source 1 Name	До 6 алфавитно-цифровых символов	LV
Source 1 Phase CT	None, F1, F5, F1+F5 … до комбинации любых пяти групп ТТ	F1
Source 1 Ground CT	None, F1, F5, M1, M5	None
Source 1 Phase VT	None, F1, F5, M1, M5	None
Source 1 Aux VT	None, F1, F5, M1, M5	None

Таблица 2.5 – Перечень параметров источника «Source 2»

Обозначение параметра	Диапазон	Описание параметра
Source 2 Name	До 6 алфавитно-цифровых символов	NV1
Source 2 Phase CT	None, F1, F5, F1+F5 … до комбинации любых пяти групп ТТ	M1
Source 2 Ground CT	None, F1, F5, M1, M5	None
Source 2 Phase VT	None, F1, F5, M1, M5	None
Source 2 Aux VT	None, F1, F5, M1, M5	None

Таблица 2.6 – Перечень параметров источника «Source 3»

Обозначение параметра	Диапазон	Описание параметра
Source 3 Name	До 6 алфавитно-цифровых символов	NV1
Source 3 Phase CT	None, F1, F5, F1+F5 … до комбинации любых пяти групп ТТ	M5
Source 3 Ground CT	None, F1, F5, M1, M5	None
Source 3 Phase VT	None, F1, F5, M1, M5	None
Source 3 Aux VT	None, F1, F5, M1, M5	None

2.7.4 Параметрирование общих данных о защищаемом объекте. Определение опорной (базисной) стороны

Группа «General» (общие) содержит параметры объекта, описывающие его целиком, не рассматривая отдельно взятые обмотки. При задании параметров шунтирующего реактора под обмоткой понимается сторона, с которой установлен ТТ.

Параметр «Number Of Windings» (число обмоток) должен быть принят равным числу источников (Source) дифференциального органа, т.е. 3.

Параметр «Reference Winding Selection» (выбор опорной обмотки) примем равным значению «Automatic Reference Winding Selection» (автоматический выбор опорной обмотки). Для того, чтобы определить, какая сторона в данном случае будет автоматически выбрана устройством в качестве опорной, рассчитаем запас ТТ для всех сторон защищаемого ШР. Для стороны ЛВ запас равен:

$$M_{\text{обм,ЛВ}} = \frac{I_{\text{ном,тт,перв,ЛВ}}}{I_{\text{ном,ЛВ}}} = \frac{1000}{198} = 5{,}05,$$

где $I_{\text{ном,тт,перв,ЛН}} = 1000$ А – номинальный первичный ток ТТ со стороны ЛН;

$I_{\text{ном,ЛВ}} = \frac{S_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} = \frac{60\,000\,000}{525\,000/\sqrt{3}} = 198\,(\text{А})$ – номинальный ток защищаемого объекта со стороны ВН.

Для сторон НВ1 и НВ2 запас равен:

$$M_{\text{обм,НВ1(НВ2)}} = \frac{I_{\text{ном,тт,перв,НВ1(НВ2)}}}{I_{\text{ном,НВ1(НВ2)}}} = \frac{600}{99} = 6{,}06,$$

где $I_{\text{ном,тт,перв,НВ1(НВ2)}} = 600$ А – номинальный первичный ток ТТ со стороны НН;

$I_{\text{ном,НВ1(НВ2)}} = \frac{S_{\text{ном}}/2}{U_{\text{ном}}} = \frac{60\,000\,000/2}{525\,000/\sqrt{3}} = 99\,(\text{А})$ – номинальный ток защищаемого объекта со стороны НН.

Итак, в качестве опорной будет выбрана сторона с наименьшим запасом, т.е. сторона ЛВ.

Параметр «Phase Compensation» в соответствии с рекомендациями примем равным «External (with CTs)», т.к. в рассматриваемом примере выравнивание не требуется.

Остальные параметры, относящиеся к группе «General» (общие) в соответствии с рекомендациями примем равными значениям по умолчанию, т.к. имеющихся паспортных данных не достаточно для их точного задания.

Выбранные параметры группы «General» (общие) сведены в таблицу 1.9.

Таблица 2.7 – Перечень параметров для группы «General»

Обозначение уставки	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Принятое значение
Number Of Windings	–	2 - 6	1	2	2
Reference Winding Selection	–	Automatic Reference Winding Selection; Manual Reference Winding selection	–	Automatic Reference Winding Selection	Automatic Reference Winding Selection
Phase Compensation	–	Internal (software); External (with CTs)	–	Internal (software)	External (with CTs)
Load Loss At Rated Load	кВт	1 - 20000	1	100	100
Rated Winding Temp Rise	Град.	55 (Oil); 65 (Oil); 80 (Dry); 115 (Dry); 150 (Dry).	–	65	65
No Load Loss	кВт	1 - 20000	1	10	10
Type Of Cooling	–	OA (МВ); FA (ПВ); Non-directed FOA/FOW; Directed FOA/FOW; Sealed Self Cooled; Vented Self Cooled; Forced Cooled	–	OA (МВ)	OA (МВ)
Top Oil Rise Over Ambient	Град.	1 – 200	1	35	35
Thermal Capacity	кВт/С	0,00 – 200,00	0,01	100	100
Winding	мин	0,25 – 15,00	0,01	2	2

Обозначение уставки	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Принятое значение
Thermal Time Constant					

2.7.5 Параметрирование данных о стороне (обмотке) ЛВ защищаемого ШР

Сторону (обмотку) ЛВ опишем с помощью группы параметров «Winding 1» (обмотка 1).

Так как ТТ со стороны ЛВ подключены к источнику «Source 1», параметр «Winding 1 Source» (источник обмотки 1) примем равным SRC1.

Параметр «Winding 1 Grounding» примем равным «Not Within Zone» в соответствии с рекомендациями п.Б.1.3 относительно ШР.

Остальные параметры примем в соответствии с исходными данными, кроме «Winding 1 Resistance» (сопротивление обмотки 1), который может быть принят равным значению по умолчанию. Результат выбора приведен в таблице 2.8.

Здесь же рассчитаем коэффициент выравнивания амплитуды обмотки:

$$M_{\text{С,обм,ЛВ}} = \frac{I_{\text{ном,тт,перв,ЛВ}} \cdot U_{\text{ном,ЛВ}}}{I_{\text{ном,тт,перв,опор}} \cdot U_{\text{ном,опор}}} = \frac{1000 \cdot 525/\sqrt{3}}{1000 \cdot 525/\sqrt{3}} = 1,$$

где $I_{\text{ном,тт,перв,ЛВ}} = 1000$ А и $U_{\text{ном,ЛВ}} = 525/\sqrt{3}$ кВ – номинальный первичный ток трансформатора тока и номинальное напряжение для рассматриваемой стороны ЛВ;

$I_{\text{ном,тт,перв,опор}} = 1000$ А и $U_{\text{ном,опор}} = 525/\sqrt{3}$ кВ – номинальный первичный ток трансформатора тока и номинальное напряжение защищаемого трансформатора для опорной стороны (сторона ЛВ).

Полученное значение меньше максимально допустимого значения коэффициента выравнивания амплитуды 32.

Таблица 2.8 – Перечень параметров для группы «Winding 1»

Обозначение уставки	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Описание уставки
Winding 1 Source	–	SRC1, SRC2, SRC3, SRC4	–	SRCX	SRC1
Winding 1 Rated MVA	MBA	0,001 – 2000,000	1	100	180
Winding 1 Nominal Ø-Ø Voltage	кВ	0,001 – 2000,000	1	220,000	525
Winding 1 Connection	–	Wye, Delta, Zig-zag	–	Wye	Wye
Winding 1 Grounding	–	Not Within Zone, Within Zone	–	Not within zone	Not within zone
Winding 1 Angle WRT Winding 1	°	-359,9 – 0,0	0,1	0,0	0,0

Обозначение уставки	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Описание уставки
Winding 1 Resistance 3Ø	Ом	0,0001 – 100,0000	0,0001	10,0000	10,0000

2.7.6 Параметрирование данных о стороне (обмотке) НВ1 (НВ2) защищаемого ШР

Стороны (обмотки) НВ1 и НВ2 опишем с помощью группы параметров «Winding 2» (обмотка 2) и «Winding 3» (обмотка 3).

Так как ТТ со сторон НВ1 и НВ2 подключены соответственно к источникам «Source 2» и «Source 3», параметры «Winding 2 Source» (источник обмотки 2) и «Winding 3 Source» (источник обмотки 3) примем соответственно равными SRC2 и SRC3.

Параметры «Winding 2 Grounding» и «Winding 3 Grounding» примем равными «Not Within Zone» в соответствии с рекомендациями п.Б.1.3 относительно ШР.

Остальные параметры примем в соответствии с исходными данными, кроме «Winding 2 Resistance» (сопротивление обмотки 2) и «Winding 3 Resistance» (сопротивление обмотки 3), которые могут быть приняты равными значениям по умолчанию. Результат выбора приведен в таблице 1.10.

Здесь же рассчитаем коэффициент выравнивания амплитуды обмотки НВ1 (НВ2):

$$M_{\text{С,обм,НВ1(НВ2)}} = \frac{I_{\text{ном, тт, перв,НВ1(НВ2)}} \cdot U_{\text{ном, НВ1(НВ2)}}}{I_{\text{ном, тт, перв, опор}} \cdot U_{\text{ном, опор}}} = \frac{600 \cdot 525/\sqrt{3}}{1000 \cdot 525/\sqrt{3}} = 0{,}6,$$

где $I_{\text{ном,тт,перв,НВ1(НВ2)}} = 600$ А и $U_{\text{ном,НВ1(НВ2)}} = 525/\sqrt{3}$ кВ – номинальный первичный ток трансформатора тока и номинальное напряжение для рассматриваемой стороны НВ1 (НВ2);

$I_{\text{ном,тт,перв,опор}} = 1000$ А и $U_{\text{ном,опор}} = 525/\sqrt{3}$ кВ – номинальный первичный ток трансформатора тока и номинальное напряжение защищаемого трансформатора для опорной стороны (сторона ЛВ).

Полученное значение меньше максимально допустимого значения коэффициента выравнивания амплитуды 32.

Таблица 2.9 – Перечень параметров для группы «Winding 2»

Обозначение уставки	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Описание уставки
Winding 2 Source	–	SRC1, SRC2, SRC3, SRC4	–	SRCX	SRC2
Winding 2 Rated MVA	МВА	0,001 – 2000,000	1	100	180
Winding 2 Nominal Ø-Ø Voltage	кВ	0,001 – 2000,000	1	220,000	525
Winding 2 Connection	–	Wye, Delta, Zig-zag	–	Wye	Wye

Обозначение уставки	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Описание уставки
Winding 2 Grounding	–	Not Within Zone, Within Zone	–	Not within zone	Not within zone
Winding 2 Angle WRT Winding 1	°	-359,9 – 0,0	0,1	0,0	0,0
Winding 2 Resistance 3Ø	Ом	0,0001 – 100,0000	0,0001	10,0000	10,0000

Таблица 2.10 – Перечень параметров для группы «Winding 3»

Обозначение уставки	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Описание уставки
Winding 3 Source	–	SRC1, SRC2, SRC3, SRC4	–	SRCX	SRC1
Winding 3 Rated MVA	MBA	0,001 – 2000,000	1	100	180
Winding 3 Nominal Ø-Ø Voltage	кВ	0,001 – 2000,000	1	220,000	525
Winding 3 Connection	–	Wye, Delta, Zig-zag	–	Wye	Wye
Winding 3 Grounding	–	Not Within Zone, Within Zone	–	Not within zone	Not within zone
Winding 3 Angle WRT Winding 1	°	-359,9 – 0,0	0,1	0,0	0,0
Winding 3 Resistance 3Ø	Ом	0,0001 – 100,0000	0,0001	10,0000	10,0000

2.7.7 Активизация функции дифференциальной защиты с торможением

Для активизации функции дифференциальной защиты «Percent Differential» параметр «Percent Differential Function» примем равным значению «Enabled» – функция дифференциальной токовой защиты включена.

2.7.8 Минимальный дифференциальный ток срабатывания

Параметр «Percent Differential Pickup» (срабатывание дифференциальной токовой защиты с торможением) по условию отстройки от тока небаланса при включении равен:

$$I_{\text{с.з,мин}} \geq k_{\text{отс}} I_{\text{нб,расч*}} = 1{,}1 \cdot 0{,}14 = 0{,}154,$$

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

$I_{\text{нб,расч*}} = (k_{\text{пер}} \varepsilon_* + \Delta f_{\text{выр*}}) I_{\text{торм,расч*}} = (2{,}0 \cdot 0{,}06 + 0{,}02) 1{,}0 = 0{,}14$ – относительный расчетный ток небаланса;

$k_{\text{пер}} = 2{,}0$ – коэффициент, учитывающий переходной режим;

$\varepsilon_* = 0{,}06$ – относительная погрешность, обусловленная трансформаторами тока;

$\Delta f_{\text{выр}*} = 0{,}02$ – относительная погрешность, обусловленная выравниванием токов сторон в устройстве защиты;

$I_{\text{торм,расч}*} = 1{,}0$ – относительный расчетный тормозной ток в нормальном режиме работы защищаемого шунтирующего реактора.

Итак, значение параметра «Percent Differential Pickup» примем равным 0,16.

2.7.9 Первый изгиб тормозной характеристики

Параметр «Percent Differential Break 1» (изгиб 1 дифференциальной токовой защиты с торможением) в соответствии с рекомендациями п.2.2.4 примем равным 2,0.

2.7.10 Первый наклон тормозной характеристики

Параметр «Percent Differential Slope 1» (наклон 1 дифференциальной защиты с торможением) в соответствии с рекомендациями п.2.2.5 примем равным минимальному возможному значению 10 %.

2.7.11 Второй изгиб тормозной характеристики

Параметр «Percent Differential Break 2» (изгиб 2 дифференциальной токовой защиты с торможением) в соответствии с рекомендациями п.2.2.6 для обеспечения минимального наклона тормозной характеристики примем равным 30,0.

2.7.12 Второй наклон тормозной характеристики

Параметр «Percent Differential Slope 2» (наклон 2 дифференциальной защиты с торможением) в соответствии с п.2.2.7 для обеспечения минимального наклона примем равным минимальному возможному значению, т.е. 50 %.

2.7.13 Проверка чувствительности дифференциальной защиты с торможением

Для проверки чувствительности сначала построим характеристику срабатывания в соответствии с принятыми параметрами «Percent Differential Pickup», «Percent Differential Break 1», «Percent Differential Break 2», «Percent Differential Slope 1», «Percent Differential Slope 2». Результат представлен на рисунке 2.3.

Минимальный ток при КЗ на стороне НВ равен номинальному, т.е. 198 А. При этом дифференциальный и тормозной токи равны:

$$I_{\text{диф,расч}} = |\underline{I}_1 + \underline{I}_2| = |198 + 0| = 198\,(\text{А}),$$

$$I_{\text{торм,расч}} = \max(I_1; I_2) \geq \max(98; 0) \geq 198\,(\text{А}).$$

Тогда расчетные значения относительных дифференциального и тормозного токов равны соответственно

$$I_{\text{диф,расч*}} = \frac{I_{\text{диф,расч}}}{I_{\text{ном,опор}}} = \frac{198}{198} = 1{,}0\,,$$

$$I_{\text{торм,расч*}} = \frac{I_{\text{торм,расч}}}{I_{\text{ном,опор}}} = \frac{198}{198} = 1{,}0\,.$$

Полученную точку отметим на плоскости срабатывания (точка Т1 на рисунке 2.3). Графически определим относительный дифференциальный ток срабатывания (координата точки Т2 на рисунке 2.3), соответствующий данном режиму. Он получился равным $I_{\text{диф,хс*}} = 0{,}14$.

Тогда коэффициент чувствительности равен:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{диф,расч*}}}{I_{\text{диф,хс*}}} = \frac{1}{0{,}14} = 7{,}1\,.$$

Полученный коэффициент чувствительности $K_{\text{ч}} = 7{,}1$ больше минимального допустимого значения 2,0, т.е. требуемая чувствительность при выбранных параметрах тормозной характеристики обеспечивается.

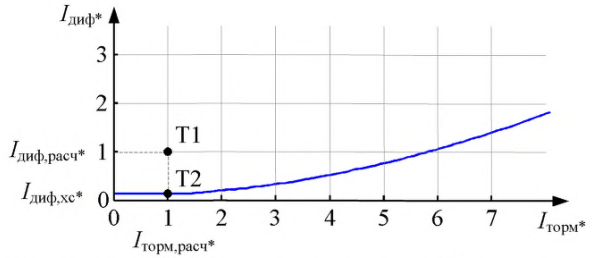


Рисунок 2.3 – Проверка чувствительности дифференциальной защиты

2.7.14 Функция блокировки при броске тока намагничивания

Параметр «Inrush Inhibit Function» (функция блокировки при броске тока намагничивания), задающий режим работы блокировки дифференциальной защиты по 2-ой гармонике при броске тока намагничивания, в соответствии с рекомендациями для российских условий эксплуатации шунтирующих реакторов примем равным значению «Disabled» (Выведено).

2.7.15 Режим блокировки при перенасыщении

Блокировку при перенасыщении в соответствии с российской практикой использовать не будем, поэтому параметр «Overexcitation Inhibit Mode» (режим блокировки при перенасыщении) примем равным «Disabled».

2.7.16 Уровень блокировки при перенасыщении

С помощью параметра «Overexcitation Inhibit Level» (уровень блокировки при перенасыщении) задается уровень срабатывания блокировки при перенасыщении. Т.к. блокировка в примере не используется, параметр не

оказывает влияние на работу защиты и может быть принят равным значению по умолчанию.

2.7.17 Дифференциальная токовая отсечка

Для активизации функции дифференциальной токовой отсечки параметр «Instantaneous Differential Function» зададим равным «Enabled».

Ток срабатывания выберем по условию обеспечения отстройки от максимального тока небаланса при включении:

$$I_{до*} \geq k_{отс} I_{нб,расч*} = 1{,}3 \cdot 0{,}14 = 0{,}182,$$

где $k_{отс} = 1{,}3$ – коэффициент отстройки;

$I_{нб,расч*} = (k_{пер} \varepsilon_* + \Delta f_{выр*}) I_{скв,макс*} = (2{,}0 \cdot 0{,}06 + 0{,}02) 1 = 0{,}14$ – относительный расчетный ток небаланса;

$k_{пер} = 2{,}0$ – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей);

$\varepsilon_* = 0{,}06$ – относительная погрешность, обусловленная трансформаторами тока;

$\Delta f_{выр*} = 0{,}02$ – относительная погрешность, обусловленная выравниванием токов сторон в устройстве защиты;

$I_{скв,макс*} = 1{,}0$ – максимальный сквозной ток при включении.

Так как полученное значение меньше минимально возможного значения для данного параметра, примем значение параметра «Instantaneous Differential» равным минимально возможному, т.е. 2,0.

2.7.18 Перечень выбранных параметров функции дифференциальной защиты

Выбранные параметры функции дифференциальной защиты устройства сведены в таблицу 2.11.

Таблица 2.11 – Перечень параметров срабатывания устройства T60 (T35)

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Рассчитанное значение
Дифференциальная токовая защита с торможением					
Percent Differential Function	–	Disabled; Enabled	–	Disabled	Enabled
Percent Differential Pickup	o.e.	0,050 – 1,000	0,001	0,100	0,140
Percent Differential Slope 1	%	15 – 100	1	25	10
Percent Differential Break 1	o.e.	1,000 – 4,000	0,001	2,000	2,000

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Рассчитанное значение
Percent Differential Break 2	о.е.	4,000 – 30,000	0,001	8,00	30,00
Percent Differential Slope 2	%	50 – 100	1	100	50
Inrush Inhibit Function	–	Disabled; Adapt. 2nd; Trad. 2nd	–	Disabled	Disabled
Inrush Inhibit Mode	–	Per phase; 2-out-of-3; Average	–	Per phase	-
Inrush Inhibit Level	% от тока основной гармоники	1,0 – 40,0	0,1	20,0	-
Overexcitation Inhibit Function	–	Disabled; 5th	–	Disabled	Disabled
Overexcitation Inhibit Level	% от тока основной гармоники	1,0 – 40,0	0,1	10,0	10,0
Дифференциальная токовая отсечка					
Instantaneous Differential Function	–	Disabled; Enabled	–	Disabled	Enabled
Instantaneous Differential Pickup	о.е.	2,000 – 30,000	0,001	8,000	2,000

3 Защита шин

В соответствии с [1] в качестве защиты сборных шин электростанций и подстанций 35 кВ и выше следует предусматривать дифференциальную токовую защиту без выдержки времени, охватывающую все элементы, которые присоединены к системе или секции шин. Защита должна быть отстроена от переходных и установившихся токов небаланса.

В данном разделе рассмотрены защиты шин на базе устройств B90 (B30) производства «GE Multilin».

3.1 Краткое описание микропроцессорных устройств защиты шин производства «GE Multilin»

Устройства B30 (B90) предназначены для защиты шин и входят в состав серии микропроцессорных устройств защит UR (Universal Relay – универсальные реле) производства «GE Multilin».

Устройства серии UR построены на единой платформе по модульному принципу. Модули, из которых построены устройства, максимально унифицированы и могут устанавливаться в различные реле. Устройства обладают следующими основными возможностями:

– защита и управление;

– мониторинг и измерение;

– самодиагностика;

– программирование функций защиты и управления с использованием гибкой логики FlexLogic™;

– каналы связи.

Устройство B30 дает возможность защиты и измерения для шин с максимум 6 присоединениями, а устройство B90 – с 24 присоединениями.

Расчеты рекомендуется выполнять в следующем порядке:

– параметрирование данных об аналоговых входах устройства и выбор зон защиты (в соответствии с пунктом Б.2 Приложения Б);

– непосредственный расчет параметров срабатывания используемых функций устройства в соответствии с методикой, изложенной в данном разделе ниже.

Методика расчета параметров срабатывания защитных функций устройства B90 (B30), приведенная в данном разделе, соответствует [5], [6] и [8].

В таблице А.2 Приложения А приведен перечень уставок устройств B90 и B30 для описанных защитных функций.

3.2 Дифференциальная токовая защита шин

В устройствах B90 (B30) предусмотрена функция дифференциальной токовой защитой с процентным торможением. Такой принцип не требует

выделенных ТТ, может допускать значительное насыщение ТТ и обеспечивает быстрое отключение.

Выравнивание коэффициентов трансформации ТТ в устройствах В90 (В30) выполняется цифровым способом и исключает необходимость использования выравнивающих промежуточных ТТ.

3.2.1 Краткое описание функции продольной дифференциальной токовой защиты устройства В90 (В30)

Характеристика срабатывания дифференциальной защиты шин представлена на рисунке 3.1.



Рисунок 3.1 – Характеристика срабатывания функции дифференциальной защиты с торможением устройства В90 (В30)

По оси ординат откладывается дифференциальный ток, равный сумме векторов токов всех присоединений:

$$I_{диф} = \left| \sum_{k=1}^{N} \underline{I}_k \right|, \tag{3.1}$$

где $\underline{I}_k$ – основная гармоника вектора тока присоединения k с учетом выравнивания коэффициента трансформации;

N – число присоединений.

По оси абсцисс откладывается тормозной ток, который рассчитывается как максимальное значение из модулей векторов токов обмоток:

$$I_{торм} = \max_{k=1...N} \left| \underline{I}_k \right|. \tag{3.2}$$

Характеристика срабатывания состоит из четырех участков:

– **первый участок** (Участок 1) – горизонтальная линия между точками T1 и T2 (см. таблицу 3.1);

– **второй участок** (Участок 2) – прямая линия между точками T2 и T3 с наклоном S_1;

– **третий участок** (Участок 3) – кривая, соединяющая точки Т3 и Т4. Зависимость дифференциального тока от тормозного на этом участке описывается выражением

$$I_{\text{диф}*} = C_0 + C_1 I_{\text{торм}*} + C_2 I^2_{\text{торм}*} + C_3 I^3_{\text{торм}*}, \quad (3.3)$$

где $C_0 = \dfrac{2 \cdot (S_1 - S_2) \cdot B_1^2 \cdot B_2^2}{(B_1 - B_2)^3}$,

$$C_1 = \frac{S_2 \cdot B_1 \cdot (B_1^2 + B_1 \cdot B_2 + 4 \cdot B_2^2) - S_1 \cdot B_2 \cdot (B_2^2 + B_1 \cdot B_2 + 4 \cdot B_1^2)}{(B_1 - B_2)^3},$$

$$C_2 = \frac{2 \cdot (S_1 - S_2) \cdot (B_1^1 + B_1 \cdot B_2 + B_2^2)}{(B_1 - B_2)^3},$$

$$C_3 = \frac{(S_1 - S_2) \cdot (B_1 + B_2)}{(B_1 - B_2)^3};$$

B_1 и B_2 – первая (нижняя) и вторая (верхняя) точки изгиба соответственно, принимаются равными значениями параметров «Bus Zone N Diff Low Bpnt» и «Bus Zone N Diff High Bpnt»;

S_1 и S_2 – первый (нижний) и второй (верхний) наклоны характеристики срабатывания соответственно, принимаются равными значениями параметров «Bus Zone N Diff Low Slope» и «Bus Zone N Diff High Slope»;

– **четвертый участок** (Участок 4) – прямая линия от точки Т4 с наклоном S_2.

В таблице 3.1 даны координаты точек, ограничивающих участки характеристики срабатывания (Т1, Т2, Т3 и Т4).

Таблица 3.1 – Координаты точек, ограничивающих участки характеристики срабатывания

Точка	**Координата по оси $I_{\text{торм}*}$**	**Координата по оси $I_{\text{диф}*}$**
Т1	0	«Bus Zone N Diff Pickup»
Т2	«Bus Zone N Diff Pickup» / («Bus Zone N Diff Low Slope» / 100 %)	«Bus Zone N Diff Pickup»
Т3	«Bus Zone N Diff Low Bpnt» / 100 %	«Bus Zone N Diff Low Bpnt» × («Bus Zone N Diff Low Slope» / 100 %)
Т4	«Bus Zone N Diff High Bpnt» / 100 %	«Bus Zone N Diff High Bpnt» · («Bus Zone N Diff High Slope» / 100 %)

Работа дифференциальной отсечки основана на сравнении измеренного значения дифференциального тока $I_{\text{диф}}$ с задаваемым пользователем пороговым значением «Bus Zone N Diff High Set».

Базисный ток $I_{\text{баз}}$ принимается равным максимальному первичному току ТТ из всех ТТ присоединений рассматриваемой зоны N защиты и используется для расчета относительных значений токов.

3.2.2 Активизация функции дифференциальной защиты зоны N

Для активизации функции дифференциальной защиты предназначен параметр «Bus Zone N Diff Function», который может быть принят равным одному из значений:

«Disabled» – функция дифференциальной токовой защиты отключена;

«Enabled» – функция дифференциальной токовой защиты включена.

3.2.3 Минимальный дифференциальный ток срабатывания

Параметр «Bus Zone N Diff Pickup» определяет минимальный дифференциальный ток, требуемый для срабатывания функции дифференциальной защиты шин с процентным торможением.

Уставку рекомендуется выбирать из условия обеспечения несрабатывания защиты при обрыве цепей тока по выражению:

$$I_{\text{с.з,мин}} \geq k_{\text{отс}} I_{\text{раб,макс*}}, \tag{3.4}$$

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

$I_{\text{раб,макс*}} = I_{\text{раб,макс}}/I_{\text{баз}}$ – относительный рабочий максимальный ток нагрузки наиболее мощного элемента;

$I_{\text{раб,макс}}$ – первичное значение рабочего максимального тока нагрузки наиболее мощного присоединения.

3.2.4 Нижний (первый) изгиб тормозной характеристики

Параметр «Bus Zone N Diff Low Bpnt» определяет нижнюю (первую) точку изгиба тормозной характеристики и определяет начало торможения при низких уровнях токов КЗ.

Параметр «Bus Zone N Diff Low Bpnt» рекомендуется выбирать равным тормозному току в режиме, в котором наиболее нагруженный ТТ еще работает без насыщения (на вертикальном линейном участке кривой намагничивания).

В случае отсутствия соответствующих данных о трансформаторах тока уставку рекомендуется задавать равной 2,0.

3.2.5 Нижний (первый) наклон тормозной характеристики

Уставка «Bus Zone N Diff Low Slope» определяет наклон на втором участке характеристики срабатывания (рисунок 3.1). Этой уставкой определяется чувствительность реле к внутренним повреждениям, сопровождающихся протеканием токов низкого уровня. При этом рассматриваемая уставка должна быть достаточно высокой, чтобы учитывать возможность протекания дифференциального тока небаланса, возникающего из-за погрешностей ТТ в нагрузочных режимах и при удаленных внешних повреждениях. Это необходимо для «борьбы» с погрешностями ТТ при насыщении ТТ токами маленькой величины, но со значительными и долго затухающими апериодическими составляющими (например, при удаленных внешних КЗ вблизи генераторов).

Уставку «Bus Zone N Diff Low Slope» необходимо выбирать по условию отстройки от тока небаланса при внешнем КЗ, соответствующего

уставке «Bus Zone N Diff Low Bpnt», учитывая то, что полная погрешность ТТ в таком режиме не превышает нормированной при вторичной нагрузке ТТ, не превышающей номинальную:

$$S_1 \geq k_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб,расч*}} \cdot 100\%, \qquad (3.5)$$

где $k_{\text{отс}} = (1{,}1 \div 1{,}2)$ – коэффициент отстройки;

$K_{\text{нб,расч*}} = k_{\text{пер}} \varepsilon_* + \Delta f_{\text{выр*}}$ – относительный расчетный коэффициент небаланса;

$k_{\text{пер}} = 2{,}0$ – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей при малых сквозных токах или КЗ);

ε_* – относительная погрешность, обусловленная трансформаторами тока. Для ТТ классов 10Р и 5Р рекомендуется принимать равной 0,1 и 0,05 соответственно;

$\Delta f_{\text{выр*}} = 0{,}02$ – относительная погрешность, обусловленная выравниванием токов сторон в устройстве защиты.

3.2.6 Верхний (второй) изгиб тормозной характеристики

Параметр «Bus Zone N Diff High Bpnt» определяет начало области торможения со вторым наклоном (координату точки Т4 по оси тормозного тока, см. рисунок 3.1), обеспечивающего устойчивость функционирования при тяжелых сквозных КЗ, при которых насыщение ТТ приводит к возникновению большого дифференциального тока. Параметр «Bus Zone N Diff High Bpnt» следует задавать ниже уровня тока КЗ, который может насытить некоторые ТТ только одними периодическими составляющими. Параметр рекомендуется задавать равным $(4{,}0 \div 5{,}0)$.

3.2.7 Верхний (второй) наклон тормозной характеристики

Параметр «Bus Zone N Diff High Slope» обеспечивает устойчивое функционирование при тяжелых сквозных КЗ, при которых насыщение ТТ приводит к возникновению большого дифференциального тока и определяет наклон четвертого участка тормозной характеристики.

Параметр «Bus Zone N Diff High Slope» необходимо выбирать по условию отстройки от тока небаланса при максимальном токе внешнего КЗ с учетом фактической погрешности ТТ при таком токе и фактической вторичной нагрузке по выражению:

$$S_2 \geq k_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб,расч*}} \cdot 100\%, \qquad (3.6)$$

где $k_{\text{отс}} = (1{,}1 \div 1{,}2)$ – коэффициент отстройки;

$K_{\text{нб,расч*}} = k_{\text{пер}} \varepsilon_* + \Delta f_{\text{выр*}}$ – относительный расчетный коэффициент небаланса;

$k_{\text{пер}} = (2 \div 4)$ – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей). Максимальное значение используется при сильном насыщении ТТ при больших кратностях тока КЗ;

ε_* – относительная погрешность, обусловленная трансформаторами тока. Для ТТ классов 10Р и 5Р рекомендуется принимать равной 0,1 и 0,05 соответственно;

$\Delta f_{выр*} = 0{,}02$ – относительная погрешность, обусловленная выравниванием токов сторон в устройстве защиты.

3.2.8 Дифференциальная отсечка

Ток срабатывания дифференциальной отсечки для зоны N определяется уставкой «Bus Zone N Diff High Set». Использование дифференциальной отсечки для защиты шин не целесообразно, поэтому ее рекомендуется выводить из работы. Дифференциальная отсечка может оказаться полезной только в тех случаях, если в зону рассматриваемой защиты входят элементы со значительным внутренним сопротивлением (трансформаторы, реакторы и т.п.).

Для вывода дифференциальной отсечки из работы уставку «Bus Zone N Diff High Set» необходимо установить равной максимально возможному значению, т.е. 99,99.

3.3 Пример расчета и выбора параметров защиты шин 110 кВ на базе устройства B90 (B30)

3.3.1 Исходные данные

Ниже приведен пример расчета защиты шин 110 кВ на базе B90. Исходная схема дана на рисунке 3.2.

Для выбора параметров срабатывания потребуются следующие расчетные данные:

$I_{раб,макс,1} = I_{раб,макс,4} = 100$ А – первичный рабочий максимальный ток линий 1 и 4;

$I_{раб,макс,2} = I_{раб,макс,5} = 150$ А – первичный рабочий максимальный ток линий 2 и 5;

$I_{раб,макс,3} = I_{раб,макс,6} = 250$ А – первичный рабочий максимальный ток присоединений с трансформатором 3 и 6;

$I_{кз,макс} = 11600$ А – максимальный ток при внешнем КЗ (точка К1 на схеме 3.2);

$I_{кз,мин} = 1800$ А – минимальное значение тока короткого замыкания в защищаемой зоне (точка К2 на схеме 3.2).

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока ТТ1 – ТТ6 равны: $K_{TT1} = K_{TT2} = K_{TT4} = K_{TT5} = 400/5$ и $K_{TT3} = K_{TT6} = K_{TT7} = K_{TT8} = 600/5$.

ТТ всех присоединений имеют одинаковый тип с параметрами, представленными в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры ТТ присоединений

Наименование параметра	Обозначение параметра	Единица измерения	Значение
Номинальная десятипроцентная предельная кратность	$K_{\text{пр,ном}}$	–	30
Активное сопротивление вторичной обмотки ТТ	$Z_{\text{обм2}} \approx R_{\text{обм2}}$	Ом	0,48
Номинальное сопротивление нагрузки	$Z_{\text{нг,ном}}$	Ом	1,2
Сопротивление нагрузки	$Z_{\text{нг}} \approx R_{\text{нг}}$	Ом	0,5

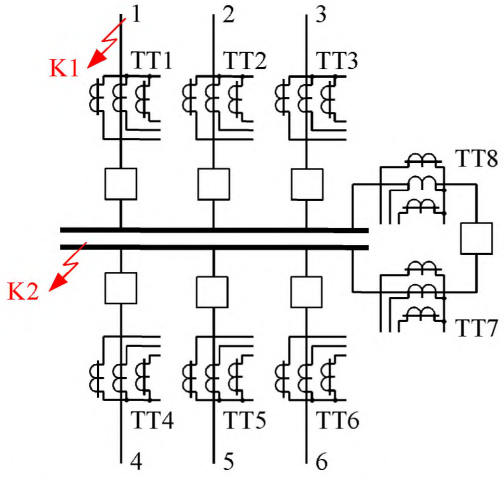


Рисунок 3.2 – Схема для расчета защиты шин

В примере защита выполняется с помощью трех устройств, по одному на каждую фазу. Расчет уставок для всех трех устройств выполняется одинаково. Токовые цепи трансформаторов тока ТТ1, ТТ2, ТТ3 и ТТ7 подключаются к каналам F1, F2, F3 и F4 соответственно; ТТ4, ТТ5, ТТ6 и ТТ8 – к каналам F5, F6, F7 и F8. В качестве первой зоны защиты рассматривается зона, охватываемая ТТ1, ТТ2, ТТ3 и ТТ7, в качестве второй – зона, охватываемая ТТ4, ТТ5, ТТ6 и ТТ8. Ниже рассмотрен расчет уставок токо первой зоны защиты. Для второй зоны расчет выполняется аналогично.

В примере рассмотрены следующие вопросы:

– параметрирование данных об аналоговых входах;

– выбор опорного (базисного) тока;

– выбор параметров срабатывания дифференциальной токовой защиты.

Результаты расчета и выбора параметров защитных функций сведены в таблицу 3.4.

3.3.2 Параметрирование данных об аналоговых входах

В устройстве защиты задаются первичные и вторичные номинальные токи ТТ, соответствующих используемым аналоговым входам устройства в соответствии с таблицей 3.3.

Таблица 3.3 – Перечень параметров для токовых входов ТТ, установленных на линиях

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	Выбранное значение
CT F1 Primary	A	1 – 65000	1	400
CT F1 Secondary	A	1 или 5	–	5
CT F2 Primary	A	1 – 65000	1	400
CT F2 Secondary	A	1 или 5	–	5
CT F3 Primary	A	1 – 65000	1	600
CT F3 Secondary	A	1 или 5	–	5
CT F4 Primary	A	1 – 65000	1	400
CT F4 Secondary	A	1 или 5	–	5
CT F5 Primary	A	1 – 65000	1	400
CT F5 Secondary	A	1 или 5	–	5
CT F6 Primary	A	1 – 65000	1	600
CT F6 Secondary	A	1 или 5	–	5
CT F7 Primary	A	1 – 65000	1	600
CT F7 Secondary	A	1 или 5	–	5
CT F8 Primary	A	1 – 65000	1	600
CT F8 Secondary	A	1 или 5	–	5

Базисный ток $I_{баз}$ принимается равным максимальному первичному току ТТ из всех ТТ присоединений рассматриваемой зоны. Для первой зоны величина базисного тока равна $I_{баз} = 600$.

3.3.3 Активизация функции дифференциальной защиты зоны N

Для активизации функции дифференциальной защиты параметр «Bus Zone 1 Diff Function» примем равным «Enabled» – функция дифференциальной токовой защиты включена.

3.3.4 Минимальный дифференциальный ток срабатывания

Параметр «Bus Zone 1 Diff Pickup» определяет минимальный дифференциальный ток, требуемый для срабатывания функции дифференциальной защиты шин с процентным торможением.

Уставку выберем из условия обеспечения несрабатывания защиты при обрыве цепей тока по выражению:

$$I_{с.з,мин} \geq k_{отс} I_{раб,макс*} = 1{,}2 \cdot 0{,}42 = 0{,}500,$$

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

$I_{раб,макс*} = I_{раб,макс}/I_{баз} = 250/600 = 0{,}417$ – относительный рабочий максимальный ток нагрузки наиболее мощного элемента (присоединения 3).

Уставку примем равной 0,500.

3.3.5 Нижний (первый) изгиб тормозной характеристики

Параметр «Bus Zone 1 Diff Low Bpnt» определяет нижнюю (первую) точку изгиба тормозной характеристики и определяет начало торможения при низких уровнях токов КЗ.

В виду отсутствия соответствующих данных о трансформаторах тока уставку примем равной 2,00.

3.3.6 Нижний (первый) наклон тормозной характеристики

Уставка «Bus Zone 1 Diff Low Slope» определяет наклон на втором участке характеристики срабатывания. Выберем ее по условию отстройки от тока небаланса при внешнем КЗ, соответствующего уставке «Bus Zone 1 Diff Low Bpnt», учитывая то, что полная погрешность ТТ в таком режиме не превышает нормированной при вторичной нагрузке ТТ, не превышающей номинальную:

$$S_1 \geq k_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб,расч*}} \cdot 100\% = 1{,}2 \cdot 0{,}22 \cdot 100\% = 26{,}4,$$

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

$K_{\text{нб,расч*}} = k_{\text{пер}} \varepsilon_* + \Delta f_{\text{выр*}} = 2{,}0 \cdot 0{,}1 + 0{,}02 = 0{,}22$ – относительный расчетный коэффициент небаланса;

$k_{\text{пер}} = 2{,}0$ – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей при малых сквозных токах или КЗ);

$\varepsilon_* = 0{,}1$ – относительная погрешность, обусловленная трансформаторами тока;

$\Delta f_{\text{выр*}} = 0{,}02$ – относительная погрешность, обусловленная выравниванием токов сторон в устройстве защиты.

Уставку примем равной ближайшему большему целому значению – 27 %.

3.3.7 Верхний (второй) изгиб тормозной характеристики

Параметр «Bus Zone 1 Diff High Bpnt» определяет начало области торможения со вторым наклоном, обеспечивающего устойчивость функционирования при тяжелых сквозных КЗ, при которых насыщение ТТ приводит к возникновению большого дифференциального тока.

В соответствии с рекомендациями примем его равным 5,00.

3.3.8 Верхний (второй) наклон тормозной характеристики

Параметр «Bus Zone 1 Diff High Slope» обеспечивает устойчивое функционирование при тяжелых сквозных КЗ, при которых насыщение ТТ приводит к возникновению большого дифференциального тока и определяет наклон четвертого участка тормозной характеристики.

Параметр «Bus Zone 1 Diff High Slope» выберем по условию отстройки от тока небаланса при максимальном токе внешнего КЗ с учетом фактической погрешности ТТ при таком токе и фактической вторичной нагрузке по выражению:

$$S_2 \geq k_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб,расч*}} \cdot 100\% = 1{,}2 \cdot 0{,}42 \cdot 100\% = 50{,}4\%, \quad (3.7)$$

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

$K_{\text{нб,расч*}} = k_{\text{пер}} \varepsilon_* + \Delta f_{\text{выр*}} = 4 \cdot 0{,}1 + 0{,}02 = 0{,}42$ – относительный расчетный коэффициент небаланса;

$k_{пер} = 4$ – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей);

$\varepsilon_* = 0,1$ – относительная погрешность, обусловленная трансформаторами тока;

$\Delta f_{выр*} = 0,02$ – относительная погрешность, обусловленная выравниванием токов сторон в устройстве защиты.

Уставку примем равной ближайшему большему целому значению – 51 %.

3.3.9 Дифференциальная отсечка

Ток срабатывания дифференциальной отсечки определяется уставкой «Bus Zone 1 Diff High Set». В соответствии с рекомендациями выведем дифференциальную отсечку из работы установив уставку равной максимально возможному значению, т.е. 99,99.

3.3.10 Перечень выбранных параметров защитных функций

Выбранные параметры устройства защиты сведены в таблицу 3.4.

Таблица 3.4– Перечень параметров срабатывания устройства B90

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Выбранное значение
Уставки дифференциальной защиты					
Bus Zone 1 Diff Function	–	Disabled; Enabled	–	Disabled	Enabled
Bus Zone 1 Diff Pickup	o.e.	0,050 – 2,000	0,001	0,100	0,500
Bus Zone N Diff Low Bpnt	o.e.	1,00 – 30,00	0,01	2,00	2,00
Bus Zone N Diff Low Slope	%	15 – 100	1	25	27
Bus Zone N Diff High Bpnt	o.e.	1,00 – 30,00	0,01	8,00	5,00
Bus Zone N Diff High Slope	%	50 – 100	1	60	51
Bus Zone N Diff High Set	o.e.	0,10 – 99,99	0,01	15,00	99,99

Список литературы

1. ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия.

2. Правила устройства электроустановок, 7-ое издание.

3. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 12. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110-500 кВ. Расчеты. – М.: Энергия, 1980, – 88 с., ил.

4. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ: Расчеты. – М.: Энергоатомиздат, 1985, – 96 с., ил.

5. Руководство по эксплуатации реле серии UR. Реле дифференциальной защиты шин B30. 1601-0109-J1 (GEK-112985)

6. Руководство по эксплуатации реле серии UR. Реле дифференциальной защиты шин B90. 1601-0115-G2 (GEK-106492A)

7. Руководство по эксплуатации реле серии UR. Реле T60 защиты и управления трансформатором. 1601-0090-J2 (GEK-112998 A)

8. Серия реле GE Multilin UR. Рекомендации по выбору уставок.

Приложение А

Перечни параметров срабатывания функций дифференциальной защиты, подлежащих заданию в устройствах Т60 (Т35) и В90 (В30)

Таблица А.1 – Перечень параметров устройства Т60 (Т35)

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Описание уставки
Дифференциальная токовая защита с торможением					
Percent Differential Function	–	Disabled; Enabled	–	Disabled	Активизация функции дифференциальной защиты с торможением
Percent Differential Pickup	о.е.	0,050 – 1,000	0,001	0,100	Величина минимального тока срабатывания
Percent Differential Slope 1	%	15 – 100	1	25	Величина первого наклона тормозной характеристики
Percent Differential Break 1	о.е.	1,000 – 4,000	0,001	2,000	Первая точка излома (изгиба) тормозной характеристики
Percent Differential Break 2	о.е.	4,000 – 30,000	0,001	8,00	Вторая точка излома (изгиба) тормозной характеристики
Percent Differential Slope 2	%	50 – 100	1	100	Величина второго наклона тормозной характеристики
Inrush Inhibit Function	–	Disabled; Adapt. 2nd; Trad. 2nd	–	Adapt. 2nd	Активизация функции блокировки при броске тока намагничивания
Inrush Inhibit Mode	–	Per phase; 2-out-of-3; Average	–	Per phase	Режим блокировки при броске тока намагничивания
Inrush Inhibit Level	% от тока основной гармоники	1,0 – 40,0	0,1	20,0	Уровень тока блокировки при броске
Overexcitation Inhibit Function	–	Disabled; 5th	–	Disabled	Режим блокировки при перенасыщении
Overexcitation Inhibit Level	% от тока основной гармоники	1,0 – 40,0	0,1	10,0	Уровень тока блокировки при перенасыщении
Дифференциальная токовая отсечка					
Instantaneous Differential Function	–	Disabled; Enabled	–	Disabled	Активизация функции дифференциальной токовой отсечки

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Описание уставки
Instantaneous Differential Pickup	о.е.	2,000 – 30,000	0,001	8,000	Ток срабатывания дифференциальной отсечки

Таблица А.2 – Перечень параметров устройства B90 (B30)

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Описание уставки
Уставки дифференциальной защиты					
Bus Zone N Diff Function	–	Disabled; Enabled	–	Disabled	Активизация функции дифференциальной защиты зоны N
Bus Zone N Diff Pickup	о.е.	0,050 – 2,000	0,001	0,100	Минимальный ток срабатывания дифференциальной защиты зоны N
Bus Zone N Diff Low Bpnt	о.е.	1,00 – 30,00	0,01	2,00	Нижняя точка излома характеристики срабатывания для зоны N
Bus Zone N Diff Low Slope	%	15 – 100	1	25	Величина нижнего наклона характеристики срабатывания для зоны N
Bus Zone N Diff High Bpnt	о.е.	1,00 – 30,00	0,01	8,00	Верхняя точка излома характеристики срабатывания для зоны N
Bus Zone N Diff High Slope	%	50 – 100	1	60	Величина верхнего наклона характеристики срабатывания для зоны N
Bus Zone N Diff High Set	о.е.	0,10 – 99,99	0,01	15,00	Ток срабатывания дифференциальной отсечки

Приложение Б

Параметрирование данных об аналоговых входах и о защищаемом объекте

Б.1 Устройство Т60 (Т35)

Для правильной работы устройства Т60 (Т35) необходимо ввести данные об аналоговых входах (номинальные токи входов устройства, параметры высоковольтных трансформаторов тока и трансформаторов напряжения) и о защищаемом объекте (мощность, напряжения всех сторон защищаемого объекта, номинальные токи).

Необходимо ответственно относиться к параметрированию данных об аналоговых входах и о защищаемом объекте, т.к. эта информация оказывает влияние на работу защитных функций устройства.

Б.1.1 Параметрирование данных об аналоговых входах

Информация об аналоговых входах устройства используется в устройстве для выравнивания токов ТТ и для определения базового (опорного) тока.

Трансформаторы тока, к которым подключается устройство защиты, со всех сторон должны быть соединены по схеме «звезда». Положение маркировки полярности должно быть организовано в соответствии с типовой схемой соединений [7], т.е. положительным является направление токов к объекту защиты. ТТ с номинальным вторичным током 5 А должны быть подключены ко входам устройства 5 А (зажимы с буквой «а» в их обозначении), а ТТ со вторичным током 1 А – ко входам 1 А (зажимы с буквой «с» в их обозначении).

В устройстве Т60 может быть предусмотрено до двух (F и M), в Т35 до трех (F, M и H) модулей аналоговых входов. Каждый модуль включает две группы. Группа может быть одного из следующих типов:

– 3 фазных канала тока + 1 канал тока нулевой последовательности;

– 3 фазных канала напряжения + 1 вспомогательный канал.

Т.е. каждый модуль включает 2 группы по 4 канала. В одном модуле могут быть объединены группа токов и группа напряжений.

Каналы обозначаются номерами от 1 до 8 с указанием модуля, которому они принадлежат. Одна группа модуля объединяет с 1 по 4 канал и обозначается номером 1, а другая с 5 по 8 и обозначается номером 5. Например, модуль F содержит группу F1 с тремя каналами фаз F1, F2 и F3 и одним каналом нулевой последовательности F4, и группу F5 с тремя каналами фаз F5, F6 и F7 и одним каналом нулевой последовательности F8.

Выбор используемых модулей и соответствующих им групп осуществляется на этапе создания проекта. В устройстве должны быть заданы параметры каждой группы аналоговых входов.

Для каждой используемой в устройстве группы токовых входов должны быть заданы параметры, представленные в таблице Б.1.1, а для группы входов напряжения – параметры, представленные в таблице Б.1.2.

Таблица Б.1.1 – Перечень параметров для группы токовых входов

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	Описание параметра
Phase CT XY* Primary	A	1 – 65000	1	Номинальный первичный ток ТТ, подключенных к фазным каналам группы XY
Phase CT XY Secondary	A	1 или 5	–	Номинальный вторичный ток ТТ, подключенных к фазным каналам группы XY
Ground CT XY* Primary	A	1 – 65000	1	Номинальный первичный ток ТТ, подключенных к каналу нулевой последовательности группы XY
Ground CT XY Secondary	A	1 или 5	–	Номинальный вторичный ток ТТ, подключенный к каналу нулевой последовательности группы XY

* Обозначение номера группы состоит их двух символов: X – обозначение модуля (F, M или H) и Y – обозначение группы модуля (1 или 5).

Таблица Б.1.2 – Перечень параметров для группы входов по напряжению

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	Описание параметра
Phase VT XY Connection	–	Wye (Звезда), Delta (Треугольник)	–	Соединение фаз ТН, подключенных к фазным каналам группы XY
Phase VT XY Secondary	В	50,0 – 240,0	0,1	Номинальное вторичное напряжение на вторичной обмотке ТН, подключенных к фазным каналам группы XY
Phase VT XY Ratio	–	1 – 24000	1	Коэффициент трансформации ТН, подключенных к фазным каналам группы XY
Auxiliary VT XY Connection	–	Vn, Vag, Vbg, Vcg, Vab, Vbc, Vca	–	Тип ТН, подключенного к дополнительному каналу группы XY
Auxiliary VT XY Secondary	В	50,0 – 240,0	0,1	Номинальное вторичное напряжение на вторичной обмотке ТН, подключенного к дополнительному каналу группы XY
Auxiliary VT XY Ratio	–	1 – 24000	1	Коэффициент трансформации ТН, подключенного к дополнительному каналу группы XY

При подключение к обмотке ТН со схемой соединения «разомкнутый треугольник» параметр «Phase VT XY Connection» необходимо принять равным «Delta (Треугольник)».

Уставка номинального фазного напряжения на вторичной обмотке ТН «Phase VT XY Secondary» представляет собой напряжение между входными клеммами реле при подаче номинального напряжения на первичную обмотку ТН и принимается равным вторичному номинальному напряжению ТН $U_{ном,тн,вт}$.

Б.1.2 Параметрирование данных об источниках

Связь аналоговых входов и отдельных функций защиты осуществляется с помощью источников (source) – блоков, в каждом из которых могут быть объединены различные группы аналоговых входов.

В устройстве предусмотрена возможность организации до 6 источников. Каждый источник может объединять токовые и/или напряженческие группы входов.

Опорный (базисный) ток и первичный номинальный ток источника – это наибольший первичный ток ТТ из ТТ, суммированных этим источником. Необходимо иметь в виду, что в устройстве уставки токовых органов задаются в относительных единицах базисного тока источника, с которым этот орган работает. Это особенно важно для дифференциальных защит.

Для защит трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов целесообразнее иметь отдельные источники для каждой группы ТТ, чем использовать источники для суммирования токов, которые прибавляют ток обмотки. Это обеспечивает дополнительную надежность на несрабатывание во время внешнего сквозного КЗ с насыщением какого-нибудь ТТ, т.к. дифференциальный орган может получать сигнал торможения от любого другого тока. Например, в случаях подключения трансформатора через два выключателя (кольцевые или полуторная схема) целесообразнее задать отдельные источники для каждого ТТ выключателя, чем суммировать ТТ двух выключателей в одном источнике.

Для каждого источника должны быть заданы параметры, представленные в таблице Б.1.3.

Таблица Б.1.3 – Перечень параметров источника

Обозначение параметра	**Диапазон**	**Описание параметра**
Source X* Name	До 6 алфавитно-цифровых символов	Наименование источника X
Source X Phase CT	None, F1, F5, F1+F5 … до комбинации любых пяти групп ТТ	Каналы, фазные токи которых подводятся и суммируются в источнике X
Source X Ground CT	None, F1, F5, M1, M5	Канал, ток нулевой последовательности которого подводится к источнику X

Обозначение параметра	Диапазон	Описание параметра
Source X Phase VT	None, F1, F5, M1, M5	Канал, фазные напряжения которого подводятся к источнику X
Source X Aux VT	None, F1, F5, M1, M5	Канал, дополнительное напряжение которого подводится к источнику X

* X – номер источника, для которого задаются параметры.

Б.1.3 Параметрирование данных о защищаемом объекте

Параметры защищаемого объекта разделены на группы: общие (General) и параметры обмоток (Winding 1, Winding 2, Winding 3, Winding 4). При задании параметров шунтирующего реактора под обмоткой понимается сторона, с которой установлен ТТ.

Параметрирование общих данных о защищаемом объекте

Группа «General» (общие) содержит параметры, представленные в таблице Б.1.4.

Таблица Б.1.4 – Перечень параметров для группы «General»

Обозначение уставки	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Описание уставки
Number Of Windings	–	2 - 6	1	2	Число обмоток
Reference Winding Selection	–	Automatic Reference Winding Selection; Manual Reference Winding selection	–	Automatic Reference Winding Selection	Выбор опорной обмотки
Phase Compensation	–	Internal (software); External (with CTs)	–	Internal (software)	Выравнивание фазы
Load Loss At Rated Load	кВт	1 - 20000	1	100	Нагрузочные потери при номинальной нагрузке
Rated Winding Temp Rise	Град.	55 (Oil); 65 (Oil); 80 (Dry); 115 (Dry); 150 (Dry).	–	65	Номинальное превышение температуры обмотки
No Load Loss	кВт	1 - 20000	1	10	Потери холостого хода

Обозначение уставки	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Описание уставки
Type Of Cooling	–	OA (МВ); FA (ПВ); Non-directed FOA/FOW; Directed FOA/FOW; Sealed Self Cooled; Vented Self Cooled; Forced Cooled	–	OA (МВ)	Тип охлаждения
Top Oil Rise Over Ambient	Град.	1 – 200	1	35	Превышение температуры верхних слоев масла над окружающей средой
Thermal Capacity	кВт/С	0,00 – 200,00	0,01	100	Теплоемкость
Winding Thermal Time Constant	мин	0,25 – 15,00	0,01	2	Тепловая постоянная времени обмотки

Параметр «Number Of Windings» (число обмоток) должен быть принят равным числу источников (Source) дифференциального органа. Например, если трехобмоточный трансформатор имеет два выключателя на стороне ВН, и при этом оба ТТ подводятся к дифференциальному органу и конфигурируются независимо, то число обмоток задается равным 4. Если на стороне ВН имеется один выключатель (один ТТ) или если токи двух ТТ суммируются внешне, то число обмоток необходимо задать равным 3.

Параметр «Reference Winding Selection» (выбор опорной обмотки) позволяет определить способ выбора опорной обмотки:

– значение «Automatic Reference Winding Selection» (автоматический выбор опорной обмотки) соответствует режиму, когда устройство выбирает опорную обмотку для различных расчетов автоматически, основываясь на запасе ТТ, который рассчитывается по выражению:

$$M_{\text{обм,N}} = \frac{I_{\text{ном,тт,перв,N}}}{I_{\text{ном,N}}}, \qquad \text{(Б.1.1)}$$

где $I_{\text{ном,тт,перв,N}}$ – номинальный первичный ток ТТ со стороны N;

$I_{\text{ном,N}} = \dfrac{S_{\text{ном,N}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном,N}}}$ – номинальный ток защищаемого объекта со стороны N;

$S_{\text{ном,N}}$ и $U_{\text{ном,N}}$ – номинальные мощность и напряжение защищаемого объекта со стороны N.

В качестве опорной в устройстве будет принята та сторона, для которой значение запаса ТТ $M_{\text{обм}}$ будет наименьшим;

– значение «Manual Reference Winding selection» (ручной выбор опорной обмотки) соответствует режиму, когда пользователь сам выбирает опорную обмотку из списка всех сконфигурированных обмоток. Ручной выбор рекомендуется использовать, когда необходимо сделать опорной обмоткой для дифференциальной защиты конкретную обмотку, например обмотку ВН для трансформатора. Также рекомендуется использовать ручной выбор на объектах, для которых из-за большого первичного тока ТТ на стороне с наименьшим запасом ТТ, которая в автоматическом режиме будет выбрана в качестве опорной, ток срабатывания дифференциальной защиты на другой обмотке становится слишком маленьким, без запаса на погрешности.

С помощью параметра «Phase Compensation» (выравнивание фазы) задается тип выравнивания фазы, выполняемого устройством. Если параметр принят равным значению «Internal (software)» (внутренне (программно)), то сдвиг фазы за счет группы соединения трансформатора (автотрансформатора) выравнивается внутренне при помощи алгоритма реле. При этом ТТ со всех стороны должны быть соединены по схеме «звезда». Если параметр принят равным значению «External (with CTs)» (Внешне (с помощью ТТ)), то предполагается, что выравнивание сдвига фазы трансформатора выполняется внешне, с помощью схемы соединения ТТ. Для шунтирующего реактора параметр «Phase Compensation» рекомендуется принимать равным «External (with CTs)», т.к. в этом случае выравнивание не требуется.

Следующие параметры:

– «Load Loss At Rated Load» (нагрузочные потери при номинальной нагрузке),

– «Rated Winding Temp Rise» (номинальное превышение температуры обмотки),

– «No Load Loss» (потери холостого хода),

– «Type Of Cooling» (тип охлаждения),

– «Top Oil Rise Over Ambient» (превышение температуры верхних слоев масла над окружающей средой),

– «Thermal Capacity» (теплоемкость),

– «Winding Thermal Time Constant» (тепловая постоянная времени обмотки)

задаются в соответствии с паспортными данными защищаемого объекта. Эти данные используются устройством для автоматического расчета старения изоляции обмоток защищаемого трансформатора (автотрансформатора) и не оказывают влияния на работу защитных функций. Поэтому в случае отсутствия соответствующих данных эти параметры могут быть приняты равными значениям по умолчанию. Более подробная информация об этих параметрах имеется в [7].

Параметрирование данных об обмотке защищаемого объекта

Группа «Winding N» (обмотка N) позволяет описать одну обмотку защищаемого объекта и содержит параметры, перечисленные в таблице Б.1.5.

Такой набор параметров должен быть задан для каждой обмотки защищаемого объекта.

Таблица Б.1.5 – Перечень параметров для группы «Winding N»

Обозначение уставки	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Описание уставки
Winding N* Source	–	SRC1, SRC2, SRC3, SRC4	–	SRCX	Источник обмотки N
Winding N Rated MVA	MBA	0,001 – 2000,000	1	100	Номинальная мощность обмотки
Winding N Nominal Ø-Ø Voltage	кВ	0,001 – 2000,000	1	220,000	Номинальное междуфазное напряжение обмотки
Winding N Connection	–	Wye, Delta, Zig-zag	–	Wye	Тип соединения обмотки
Winding N Grounding	–	Not Within Zone, Within Zone	–	Not within zone	Тип заземления обмотки
Winding N Angle WRT Winding 1	°	-359,9 – 0,0	0,1	0,0	Угол обмотки относительно угла обмотки «Winding 1»
Winding N Resistance 3Ø	Ом	0,0001 – 100,0000	0,0001	10,0000	Сопротивление обмотки

* N – номер обмотки, для которой задаются параметры.

Дифференциальная защита трансформатора рассчитывает следующие значения (пофазно): частоту тока основной гармоники, вектора дифференциальных токов 2-ой и 5-ой гармоник и вектора токов торможения. Эта информация получается из токов ТТ, подключенных к реле с учетом выравнивания амплитуды и сдвига фаз токов для каждой обмотки, согласно конфигурации обмотки. Это выполняется для того, что бы получить нулевые (или близкие к нулю) дифференциальные токи в нормальных нагрузочных режимах. Традиционно это выравнивание достигалось за счет промежуточных ТТ и обмоток реле с отпайками, с некоторой комбинацией соединения ТТ.

Для устройства T60 эта проблемы решается следующим образом. Все ТТ трансформатора соединяются в звезду (марка полярности расположена «от трансформатора»). Введенные пользователем уставки в реле описывают характеристики защищаемого трансформатора и позволяют реле автоматически выполнять выравнивание амплитуды, сдвига фазы, исключение нулевой последовательности и т.д.

Параметр «Winding N Source» (источник обмотки N) определяет подключение ТТ для каждой обмотки посредством источника.

Параметр «Winding N Rated MVA» (номинальная мощность обмотки N) определяет номинальную мощность обмотки $S_{ном,N}$ (мощность

соответствующего источника). Параметр «Winding N Nominal Ø-Ø Voltage» (номинальное линейное напряжение обмотки N) определяет номинальное междуфазное (линейное) напряжение обмотки $U_{\text{ном,N}}$. Эти два параметра используется в устройстве для расчета номинального тока обмотки *n*

$$I_{\text{ном, N}} = \frac{S_{\text{ном, N}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном, N}}}. \qquad \text{(Б.1.2)}$$

Коэффициент выравнивания амплитуды для каждой обмотки рассчитывается в соответствии с выражением:

$$M_{\text{С,обм, N}} = \frac{I_{\text{ном, тт, перв, N}} \cdot U_{\text{ном, N}}}{I_{\text{ном, тт, перв, опор}} \cdot U_{\text{ном, опор}}}, \qquad \text{(Б.1.3)}$$

где $I_{\text{ном,тт,перв,N}}$ и $U_{\text{ном,N}}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока и номинальное напряжение защищаемого трансформатора для рассматриваемой стороны N;

$I_{\text{ном,тт,перв,опор}}$ и $U_{\text{ном,опор}}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока и номинальное напряжение защищаемого трансформатора для опорной стороны (выбор опорной обмотки был рассмотрен в п.Б.1.3.1).

Максимально допустимый коэффициент выравнивания амплитуды (отсюда и максимально допустимое различие коэффициентов трансформации ТТ) равен 32.

Параметр «Winding N Connection» (соединение обмотки N) определяет соединение для каждой обмотки и используются для выравнивания сдвига фаз. Накладка имеет положения «Wye» (звезда), «Delta» (треугольник) и «Zig-Zag» (зигзаг). Первая обмотка со схемой соединения «Delta» или «Zig-Zag», в порядке их появления при задании уставки обмотки трансформатора, становится опорной обмоткой измерения фазы. Если обмотки с указанными схемами присоединения не представлены, то опорной обмоткой для измерения фазы становится обмотка «Wye».

Для всех сторон шунтирующего реактора параметр «Winding N Connection» устанавливается в положение «Wye».

Параметр «Winding N Grounding» (заземление обмотки N) способ заземления нейтрали. Если нейтральная точка обмотки трансформатора заземлена, то параметр необходимо принять равным «Within Zone» (в зоне). В этом случае устройством выполняется автоматический расчет и удаление из дифференциальных расчетов тока нулевой последовательности.

Для случаев, когда в зоне дифференциальной защиты на этой обмотке находится заземляющий блок, например, трансформатор, то параметр «Winding N Grounding» также необходимо принять равным «Within Zone». При конфигурации защиты шунтирующего реактора для всех обмоток рекомендуется задавать параметр «Winding N Grounding» равным «Not Within Zone».

Параметр «Winding N Angle WRT Winding 1» (угол обмотки N по отношению в обмотке 1) позволяет задать угол сдвига фаз для всех обмоток по отношению к обмотке 1. Для первой обмотки «Winding 1» этот параметр

должен быть принят равным 0°, а углы последующих обмоток должны вводиться, как отрицательные (отстающие) углы по отношению к обмотке «Winding 1».

Подробная информация по выравниванию амплитуды и сдвига фаз приведена в [7].

Параметр «Winding N Resistance» (сопротивление обмотки N) определяет активное сопротивление обмотки, используемое в расчетах старения трансформатора.

Б.2 Устройство B90 (B30)

Для правильной работы защитных функций устройства необходимо задать параметры аналоговых входов и сконфигурировать зоны сборных шин.

Б.2.1 Параметрирование данных об аналоговых входах

Информация об аналоговых входах устройства используется в устройстве для выравнивания токов ТТ и для определения базисного (опорного) тока.

Трансформаторы тока, к которым подключается устройство защиты, со всех сторон должны быть соединены по схеме «звезда». Положение маркировки полярности должно быть организовано в соответствии с типовой схемой соединений, т.е. положительным является направление токов к объекту защиты. ТТ с номинальным вторичным током 5 А должны быть подключены ко входам устройства 5 А (зажимы с буквой «а» в их обозначении), а ТТ со вторичным током 1 А – ко входам 1 А (зажимы с буквой «с» в их обозначении).

В устройстве может быть предусмотрено до 24 аналоговых токовых входов. Аналоговые входы располагаются на модулях с обозначениями типа F, M, H и т.п. Каждый модуль включает две группы. Группа может быть одного из следующих типов:

– 4 канала тока;

– 4 канала напряжения.

Т.е. каждый модуль включает 2 группы по 4 канала. В одном модуле могут быть объединены группа токов и группа напряжений.

Каналы обозначаются номерами от 1 до 8 с указанием модуля, которому они принадлежат. Одна группа модуля объединяет с 1 по 4 канал и обозначается номером 1, а другая с 5 по 8 и обозначается номером 5. Например, модуль F содержит группу F1 с каналами F1, F2, F3 и F4, и группу F5 с каналами F5, F6, F7 и F8.

Выбор используемых модулей и соответствующих им групп осуществляется на этапе создания проекта. В устройстве должны быть заданы параметры каждой группы аналоговых входов.

Для каждого аналогового входа устройства должно быть задано два параметра (см. таблицу Б.2.1).

Таблица Б.2.1 – Перечень параметров для группы токовых входов

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	Описание параметра
CT XY* Primary	A	1 – 65000	1	Номинальный первичный ток ТТ, подключенных к фазным каналам группы XY
CT XY Secondary	A	1 или 5	–	Номинальный вторичный ток ТТ, подключенных к фазным каналам группы XY

* Обозначение номера группы состоит их двух символов: X – обозначение модуля (F, M, H и т.п.) и Y – обозначение входа (от 1 до 8).

Б.2.2 Конфигурирование зон сборных шин

Устройство B30 позволяет конфигурировать для зоны сборных шин до 6 присоединений, а устройство B60 – до 24 присоединений. Зона сборных шин должна включать или не включать присоединения, «принадлежащие» в текущий момент защищаемой зоне дифференциальной защиты шин.

Можно подключать один контактный вход к блок-контакту разъединителя, но для повышения надежности рекомендуется использовать 2 блок-контакта, один нормально разомкнутый и другой нормально замкнутый. С помощью FlexLogicTM положение разъединителя можно определить более точно и надежно.

Если появляется несоответствие между нормально замкнутым и нормально разомкнутым блок-контактом, то будет использоваться последнее исправное «запомненное» с помощью триггера положение. При этом также незамедлительно выдается аварийная сигнализация, позволяя оперативному персоналу предпринять надлежащие меры.

Также допускается изменение полярности ТТ для выбранной зоны сборных шин. Очень важно, когда один и тот же ТТ используется для различных зон, например, ШСВ.

Входы ТТ конфигурируются, как отдельные однофазные входы ТТ.

Не смотря на возможность использования только одного блок-контакта разъединителя для контроля положения разъединителя, B90 позволяет выполнять надежный мониторинг положения разъединителя с помощью функции Isolator (Разъединитель).

Функция разъединителя в B90 требует поведения и конфигурирования в реле логики B90 двух блок-контактов выключателя, нормально разомкнутого и нормально замкнутого.

gost.e-ecolog.ru