ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО «ФСК ЕЭС»

СТО 56947007-29.120.70.98-2011

Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы»

Стандарт организации

Дата введения: 13.09.2011

ОАО «ФСК ЕЭС»
2011

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

УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЁН В ДЕЙСТВИЕ:
Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 13.09.2011 № 557

ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Замечания и предложения по стандарту организации следует направлять в Дирекцию технического регулирования и экологии ОАО «ФСК ЕЭС» по адресу 117630, Москва, ул.Ак.Челомея, д.5А, электронной почтой по адресу: vaga-na@fsk-ees.ru; liiniksp@fsk-ees.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 Защиты трансформаторов (автотрансформаторов) 10
1.1 Краткое описание микропроцессорных устройств защиты производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы», используемых для трансформаторов и автотрансформаторов 16
1.1.1 Устройство защиты RET 521 16
1.1.2 Устройство защиты RET 670 17
1.2 Продольная дифференциальная токовая защита трансформатора (автотрансформатора) 18
1.2.1 Расчет и выбор параметров срабатывания дифференциальной токовой защиты устройства RET 521 18
1.2.2 Расчет и выбор параметров срабатывания дифференциальной токовой защиты устройства RET 670 28
1.3 Дифференциальная токовая защита нулевой последовательности трансформатора (автотрансформатора) 35
1.3.1 Краткое описание функции REF 35
1.3.2 Активизация функции REF 37
1.3.3 Начальный дифференциальный ток срабатывания Idmin (IdMin) 37
1.3.4 Угол срабатывания roa (ROA) 38
1.4 Максимальная токовая защита трансформатора 38
1.4.1 Расчет параметра срабатывания максимального измерительного органа тока 39
1.4.2 Расчет параметра срабатывания минимального измерительного органа напряжения 42
1.4.3 Расчет параметра срабатывания измерительного органа напряжения обратной последовательности 43
1.4.4 Расчет выдержки времени 43
1.4.5 Выбор параметров срабатывания органа направленности 44
1.4.6 Порядок расчета параметров срабатывания максимальной токовой защиты 44
1.5 Максимальная токовая защита стороны НН автотрансформатора 45
1.6 Токовая защита нулевой последовательности трансформатора со стороны ВН 45
1.6.1 Расчет параметра срабатывания измерительного органа тока нулевой последовательности 45
1.6.2 Расчет выдержки времени 48
1.7 Защита от перегрузки трансформатора (автотрансформатора) 48
1.7.1 Расчет максимального измерительного органа тока 48
1.7.2 Расчет выдержки времени 49

1.8 Контроль и защита изоляции вводов 500 (750) кВ автотрансформатора 49
1.9 Устройство резервирования при отказе выключателя трансформатора (автотрансформатора) 50
1.10 Пример расчета и выбора параметров защиты двухобмоточного трансформатора на базе устройства RET 521 51
1.10.1 Исходные данные 51
1.10.2 Проверка обеспечения цифрового выравнивания (масштабирования) токов плеч защищаемого трансформатора 53
1.10.3 Проверка обеспечения требований к трансформаторам тока в схемах дифференциальной токовой защиты 53
1.10.4 Параметрирование данных об аналоговых входах и о защищаемом трансформаторе 54
1.10.5 Расчет и выбор параметров срабатывания дифференциальной токовой защиты 57
1.10.6 Перечень выбранных параметров функции дифференциальной защиты 61
1.10.7 Расчет и выбор параметров срабатывания дифференциальной токовой защиты нулевой последовательности 61
1.11 Пример расчета и выбора параметров срабатывания защиты автотрансформатора 220 кВ на базе устройства RET 670 62
1.11.1 Исходные данные 62
1.11.2 Проверка обеспечения цифрового выравнивания (масштабирования) токов плеч защищаемого автотрансформатора 64
1.11.3 Проверка обеспечения требований к трансформаторам тока в схемах дифференциальной токовой защиты 65
1.11.4 Параметрирование данных об аналоговых входах и о защищаемом АТ 65
1.11.5 Расчет и выбор параметров срабатывания дифференциальной токовой защиты устройства RET 670 69
1.11.6 Перечень выбранных параметров защитных функций 75
2 Защиты шунтирующих реакторов 77
2.1 Краткое описание микропроцессорных устройств защиты производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы», используемых для шунтирующих реакторов 78
2.1.1 Устройство защиты RET 521 78
2.1.2 Устройство защиты RET 670 79
2.2 Продольная дифференциальная токовая защита 80
2.2.1 Расчет и выбор параметров срабатывания дифференциальной токовой защиты устройства RET 521 80
2.2.2 Расчет и выбор параметров срабатывания дифференциальной защиты устройства RET 670 85
2.3 Поперечная дифференциальная токовая защита 91
2.4 Токовая защита нулевой последовательности 92

2.4.1 Расчет параметров срабатывания ТЗНП 92
2.4.2 Расчет параметров срабатывания ТНЗНП 95
2.5 Контроль изоляции вводов шунтирующего реактора 96
2.6 Устройство резервирования при отказе выключателя 97
2.7 Пример расчета параметров срабатывания защиты шунтирующего реактора на базе RET 521 98
2.7.1 Исходные данные 98
2.7.2 Проверка обеспечения цифрового выравнивания (масштабирования) токов плеч защищаемого шунтирующего реактора 100
2.7.3 Проверка обеспечения требований к трансформаторам тока в схемах дифференциальной токовой защиты 101
2.7.4 Параметрирование данных об аналоговых входах и о защищаемом шунтирующем реакторе 101
2.7.5 Расчет и выбор параметров срабатывания продольной дифференциальной токовой защиты 103
2.7.6 Расчет и выбор параметров срабатывания поперечной дифференциальной токовой защиты 106
2.7.7 Расчет и выбор параметров срабатывания КИВ 106
2.7.8 Расчет и выбор параметров срабатывания ТЗНП 107
2.7.9 Перечень выбранных параметров защитных функций 110
3 Защита шин 112
3.1 Краткое описание микропроцессорных устройств защиты производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы», используемых для шин 112
3.1.1 Устройство защиты шин RED 521 112
3.1.2 Устройство защиты шин REB 670 113
3.2 Дифференциальная токовая защита шин 114
3.2.3 Расчет и выбор параметров срабатывания дифференциальной токовой защиты устройства RED 521 114
3.2.4 Расчет и выбор параметров срабатывания дифференциальной защиты устройства REB 670 119
3.3 Пример расчета параметров срабатывания защиты шин 110 кВ на базе RED 521 128
3.3.1 Исходные данные 128
3.3.2 Проверка обеспечения цифрового выравнивания токов присоединений 129
3.3.3 Проверка обеспечения требований к трансформаторам тока в схемах дифференциальной токовой защиты 130
3.3.4 Параметрирование данных об аналоговых входах 130
3.3.5 Выбор параметров срабатывания дифференциальной токовой защиты устройства RET 521 131
3.3.6 Перечень выбранных параметров защитных функций 132
Список литературы 133
Приложение А 135

Приложение Б 140
Б.1 Устройство RET 521 140
Б.1.1 Параметрирование данных об аналоговых входах 140
Б.1.5 Параметрирование данных автотрансформатора 145
Б.1.6 Параметрирование данных о шунтирующем реакторе 145
Б.1.7 Параметрирование данных об устройстве РПН 146
Б.2.1 Параметрирование данных об аналоговых входах 147
Б.2.5 Параметрирование данных автотрансформатора 156
Б.2.6 Параметрирование данных о шунтирующем реакторе 156
Б.2.7 Параметрирование данных об устройстве РПН 157
Б.4 Устройство REB 670 160
Приложение В 162
В.1 Устройства RET 521 и RET 670 162
В.2 Устройства RED 521 и REB 670 163
Приложение Г 165
Г.2 Требования к промежуточным трансформаторам тока 167
Приложение Д 169
Приложение Е 172
Приложение Ж 180
Ж.1 Типовое решение №1 180
Ж.2 Типовое решение №2 181
Ж.3 Типовое решение №3 183

Область применения

Объектом регулирования данного стандарта организации являются устройства релейной защиты производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» 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 RET 521, RED 521, RET 670, REB 670 производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы».

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 RET 521 и RET 670.

В третьем разделе рассмотрены микропроцессорные устройства защиты шин RED 521 и REB 670.

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
ИЧМ	интерфейс «человек-машина»
КЗ	короткое замыкание
КИВ	Контроль и защита изоляции вводов
МТЗ	максимальная токовая защита
МЭК	международная электротехническая комиссия
НН	низшее напряжение
ОАПВ	однофазное автоматическое повторное включение
ПУЭ	правила устройства электроустановок
РПН	регулирование под нагрузкой
РФ	российская федерация
СН	среднее напряжение
ТЗНП	токовая защита нулевой последовательности
ТН	трансформатор напряжения

ТНЗНП	токовая направленная защита нулевой последовательности
ТСН	трансформатор собственных нужд
ТТ	трансформатор тока
УРОВ	устройство резервирования при отказе выключателя
ШР	шунтирующий реактор
ЭДС	электродвижущая сила

1 Защиты трансформаторов (автотрансформаторов)

В данных методических указаниях рассматриваются трансформаторы (автотрансформаторы) с высшим напряжением 110 кВ и выше. В соответствии с [5] 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
Дифференциальная токовая защита нулевой последователь-ности	Предусматривается в защитах производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» и может быть введена в работу. Реагирует на разность тока в нейтрали и расчетного тока нулевой последовательности со стороны ВН.
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, устанавливаемых 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.

Название защиты	**Описание защиты**
Продольная дифференциальная токовая защита	Предназначена для защиты от всех видов замыканий в обмотках и на выводах при включении на выносные ТТ.
Дифференциальная токовая защита нулевой последователь-ности	Предусматривается в защитах производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» и может быть введена в работу. Реагирует на разность тока в нейтрали и расчетного тока нулевой последовательности со стороны ВН.
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 последовательност и (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.

Название защиты	Описание защиты
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.
Дифференциальная токовая защита нулевой последователь-ности	Предусматривается в защитах производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» и может быть введена в работу. Реагирует на разность тока в нейтрали и расчетного тока нулевой последовательности со стороны ВН.
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.

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 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.
Дифференциальная токовая защита нулевой последователь-ности	Предусматривается в защитах производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» и может быть введена в работу. Реагирует на разность тока в нейтрали и расчетного тока нулевой последовательности со стороны ВН.

Название защиты	**Описание защиты**
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.
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 RET 521 и RET 670 производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы».

1.1 Краткое описание микропроцессорных устройств защиты производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы», используемых для трансформаторов и автотрансформаторов

1.1.1 Устройство защиты RET 521

Устройство защиты RET 521 может применяться для защиты двухобмоточных и трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов.

Устройство обладает высокой надежностью аппаратного обеспечения и широкими возможностями конфигурирования. Помимо защитных, устройство выполняет ряд сервисных функций:

– регистратор аварийных режимов (цифровой осциллограф);

– регистратор событий;

– самодиагностика устройства (повышение надежности функционирования);

– индикация параметров режима энергообъекта;

– связь с системой мониторинга и сбора данных/управления на подстанции.

Защиту рекомендуется подключать к ТТ, соединенными в «звезду с нулевым проводом» (Yo) на всех сторонах (ВН, СН и НН) независимо от группы соединения защищаемого силового трансформатора (автотрансформатора). При необходимости подключения к ТТ с другой схемой соединения («треугольник») по поводу задания параметров аналоговых входов и защищаемого объекта необходимо проконсультироваться с производителем.

Особенности RET 521 позволяют выполнить адаптацию параметров срабатывания к номинальным параметрам, как самого защищаемого силового трансформатора (автотрансформатора), так и высоковольтных трансформаторов тока и трансформатора напряжения, поэтому для правильной работы устройства необходимо задавать параметры ТТ и ТН, а также параметры защищаемого объекта.

Методика расчета параметров срабатывания защитных функций устройства RET 521, приведенная в данном разделе, соответствует Техническому справочному руководству [14] и рекомендациям по расчету параметров срабатывания производителя [7].

Расчеты рекомендуется выполнять в следующем порядке:

– проверка обеспечения цифрового выравнивания токов плеч защиты в соответствии с п.В.1 Приложения В;

– проверка обеспечения выполнения требований к ТТ в схемах дифференциальной токовой защиты в соответствии с п.Г.1 Приложения Г;

– 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.

1.1.2 Устройство защиты RET 670

Устройство защиты RET 670 может применяться для защиты двухобмоточных и трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов.

В устройстве используются решения, хорошо зарекомендовавшие себя в серии RET 521, расширенные возможности по выбору характеристик аппаратной части и составу программных функций защиты, мониторинга и управления.

Защиту рекомендуется подключать к ТТ, соединенными в «звезду с нулевым проводом» (Yo) на всех сторонах (ВН, СН и НН) независимо от группы соединения защищаемого силового трансформатора (автотрансформатора). При необходимости подключения к ТТ с другой схемой соединения («треугольник») по поводу задания параметров аналоговых входов и защищаемого объекта необходимо проконсультироваться с производителем.

Также как и в RET 521, для правильной работы устройства необходимо задавать параметры трансформаторов тока, трансформаторов напряжения, а также параметры защищаемого объекта.

Методика расчета параметров срабатывания защитных функций устройства RET 670, приведенная в данном разделе, соответствует Техническому справочному руководству [15] и рекомендациям по расчету параметров срабатывания производителя [8].

Расчеты рекомендуется выполнять в следующем порядке:

– проверка обеспечения цифрового выравнивания токов плеч защиты в соответствии с п.В.1 Приложения В;

– проверка обеспечения выполнения требований к ТТ в схемах дифференциальной токовой защиты в соответствии с п.Г.1 Приложения Г;

– параметрирование данных об аналоговых входах устройства и о защищаемом объекте в соответствии с п.Б.2 Приложения Б;

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

В таблице А.2 Приложения А приведен список параметров, подлежащих заданию в устройстве защиты и рассмотренных в данных методических указаниях.

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 RET 521 и RET 670.

Отстройка дифференциальной токовой защиты от различных режимов броска тока намагничивания при включении ненагруженного трансформатора (автотрансформатора) под напряжение обеспечивается за счет блокировки дифференциальной защиты по форме волны и относительной второй гармонике.

Для обеспечения чувствительности каждая группа ТТ должна быть подключена независимо.

1.2.1 Расчет и выбор параметров срабатывания дифференциальной токовой защиты устройства RET 521

Функция дифференциальной токовой защиты в устройстве RET 521 обозначается **DIFP** и включает дифференциальную защиту с торможением и дифференциальную отсечку.

Защита выполняется пофазнонезависимой и использует токи со всех сторон защищаемого объекта. С каждой стороны защищаемого объекта к защите могут подводиться одна или две трехфазные группы ТТ. Токи всех сторон приводятся к опорной стороне. Цифровое выравнивание токов плеч производится в соответствии с Приложением В.

Выбор опорной (базисной) стороны осуществляется защитой автоматически: принимается сторона с наибольшей номинальной мощностью обмотки, а при равных мощностях сторон – сторона ВН. Однако для гарантированного приведения измеренных токов к требуемой стороне трансформатора (автотрансформатора) с равными номинальными мощностями обмоток необходимо задавать мощность этой обмотки больше номинальных мощностей остальных обмоток на минимальное значение 0,1 МВА согласно Приложению Б. Далее номинальный ток опорной стороны обозначается $I_{ном,опор}$. Расчет дифференциальных токов в защите производится с учетом выравнивания модулей и сдвига фаз токов на сторонах защищаемого трансформатора (автотрансформатора).

Функция дифференциальной защиты может работать с учетом положения устройства РПН силового трансформатора (автотрансформатора), для этого необходимо задание дополнительных параметров в соответствии с Приложением Б.

В Приложении Г приведены требования к трансформаторам тока в схемах дифференциальной защиты с устройством RET 521. Необходимо иметь в виду, что приведенная ниже методика выбора параметров срабатывания функции дифференциальной защиты подразумевает, что приведенные требования полностью удовлетворены. В противном случае необходимо проконсультироваться со специалистами ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» и принять соответствующие меры (например, увеличить сечения кабеля, загрубить защиту).

В функции дифференциальной токовой защиты устройства RET 521 предусмотрено пять тормозных характеристик, представленных на рисунке 1.1.

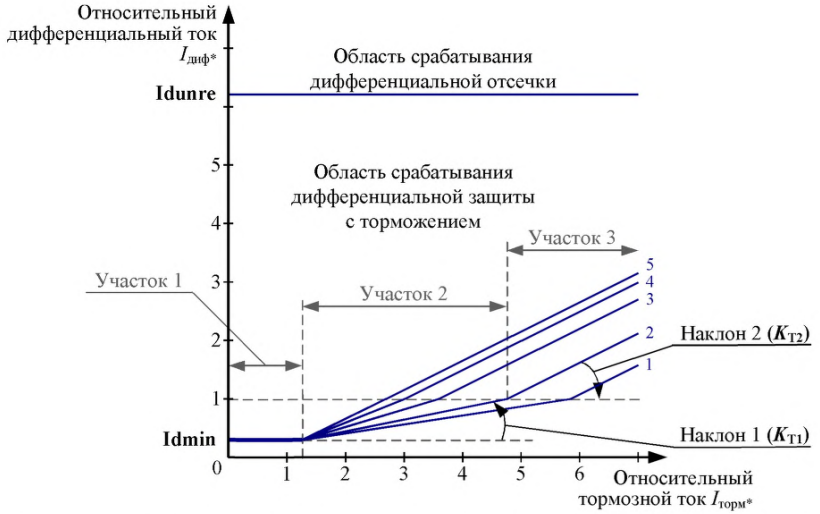


Рисунок 1.1 – Тормозные характеристики функции дифференциальной токовой защиты DIFP устройства RET 521

По оси ординат откладывается относительный дифференциальный ток (в долях от номинального тока опорной стороны), который формируется на базе действующих значений первых гармоник токов фаз в первичных обмотках ТТ. Дифференциальный ток всех трех фаз как для мгновенных i, так и для действующих значений основной гармоники I, равен сумме первичных токов плеч защиты, приведенных к опорной стороне:

$$I_{диф} = |\underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_3|, \qquad (1.1)$$

где $\underline{I}_1$, $\underline{I}_2$, $\underline{I}_3$ – векторы основной гармоники токов рассматриваемой фазы первого, второго и третьего плеч (сторон) защиты. Необходимо учитывать, что при наличии со стороны n двух групп ТТ соответствующий вектор тока равен сумме векторов токов, соответствующих этим ТТ, $I_n = I_{n,I} + I_{n,II}$.

По оси абсцисс откладывается относительный тормозной ток (приведенный к номинальному току опорной стороны с учетом отношения мощности соответствующей стороны к мощности обмотки опорной стороны), который формируется на базе действующих значений первых гармоник токов фаз в первичных обмотках ТТ. В качестве тормозного тока принимается наибольший из токов всех фаз и всех сторон защищаемого трансформатора (автотрансформатора):

$$I_{\text{торм}} = \max\left(I_{1A}, I_{1B}, I_{1C}, I_{2A}, I_{2B}, I_{2C}, I_{3A}, I_{3B}, I_{3C}\right), \quad (1.2)$$

где I_{1A}, I_{1B}, I_{1C}, I_{2A}, I_{2B}, I_{2C}, I_{3A}, I_{3B}, I_{3C} – модули токов первого, второго и третьего плеч (сторон) защиты фаз А, В и С. Необходимо учитывать, что при наличии со стороны n двух групп ТТ необходимо отдельно рассматривать величины токов, соответствующих этим ТТ: $I_{n\text{A}} = \max(I_{n\text{A,I}}, I_{n\text{A,II}})$, $I_{n\text{B}} = \max(I_{n\text{B,I}}, I_{n\text{B,II}})$, $I_{n\text{C}} = \max(I_{n\text{C,I}}, I_{n\text{C,II}})$.

Тормозные характеристики в общем виде состоят из трех участков (на рисунке 1.1 границы участков отмечены на примере тормозной характеристики №2):

– горизонтального (Участок 1) – до тормозного тока, равного 1,25. На этом участке срабатывание защиты определяется параметром срабатывания по дифференциальному току Idmin;

– первого наклонного (Участок 2) – до значения дифференциального тока «1,0», имеющего Наклон 1 с коэффициентом торможения $K_{\text{торм1}}$;

– второго наклонного (Участок 3) – до максимально возможного значения тормозного тока, имеющего Наклон 2 с коэффициентом торможения $K_{\text{торм2}}$.

Коэффициент торможения наклонных участков определяется по выражению

$$K_{\text{торм}} = \frac{\Delta I_{\text{диф}}}{\Delta I_{\text{торм}}} 100\%, \quad (1.3)$$

где $\Delta I_{\text{диф}}$ – приращение дифференциального тока на границе срабатывания;

$\Delta I_{\text{торм}}$ – приращение тормозного тока на границе срабатывания.

В таблице 1.5 представлены значения коэффициентов торможения для всех имеющихся тормозных характеристик.

Таблица 1.5 – Значения коэффициентов торможения для пяти тормозных характеристик

№ тормозной характеристики	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**
$K_{\text{торм1}}$	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$K_{\text{торм2}}$	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5

1.2.1.1 Активизация функции DIFP

Для активизации функции дифференциальной защиты DIFP предназначен параметр Активизация, который может быть принят равным одному из значений:

«Выкл» – функция дифференциальной токовой защиты отключена;

«Вкл» – функция дифференциальной токовой защиты включена.

1.2.1.2 Начальный дифференциальный ток срабатывания Idmin

Начальный дифференциальный ток срабатывания Idmin рассчитывается и задается в процентах от номинального тока защищаемого объекта с опорной стороны $I_{\text{ном,опор}}$.

Параметр Idmin отстраивается от токов небаланса в переходных режимах работы трансформатора (автотрансформатора) при малых сквозных токах и рассчитывается по выражению

$$\text{Idmin} = K_{\text{отс}} K_{\text{нб,расч}} I_{\text{торм,расч*}} 100\%, \tag{1.4}$$

где $K_{\text{отс}} = 1{,}1 \div 1{,}2$ – коэффициент отстройки. Рекомендуется принимать равным 1,15;

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

$$K_{\text{нб,расч}} = \sqrt{\left(K'_{\text{пер}} \varepsilon_{\text{ТТ*}} + \varepsilon_{\text{ПТТ*}}\right)^2 + 2\left(\Delta U_{\text{рег*}} + \Delta f_{\text{выр*}}\right) + \left(\Delta U_{\text{рег*}} + \Delta f_{\text{выр*}}\right)^2}, \tag{1.5}$$

$K'_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс, значения коэффициента в зависимости от типа защищаемого объекта приведены в таблице 1.6;

$\varepsilon_{\text{ТТ*}}$ – полная относительная погрешность трансформаторов тока, к которым подключается защита. Рекомендуется принимать $\varepsilon_{\text{ТТ*}} = 0{,}1$ (даже в том случае, если в установившемся режиме $\varepsilon_{\text{ТТ*}} < 0{,}1$);

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

$\Delta U_{\text{рег*}}$ – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора (автотрансформатора). Значение погрешности принимается равной максимальному возможному отклонению от номинального положения РПН в сторону уменьшения или в сторону увеличения;

$\Delta f_{\text{выр*}}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч, которая задается в соответствии с Приложением В;

$I_{\text{торм,расч*}}$ – относительный тормозной ток, который соответствует току трансформатора (автотрансформатора) в переходных режимах работы при малых сквозных токах. Рекомендуется принимать равным границе первого (горизонтального) участка тормозной характеристики $I_{\text{торм,расч*}} = 1{,}25$.

Все слагаемые в скобках выражения (1.5) всегда принимаются положительными.

Выражение (1.5) для расчета коэффициента небаланса отражает тот факт, что составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностями ТТ, сдвинута по фазе на угол примерно 90° по сравнению с составляющими, обусловленными погрешностями выравнивания токов и влияния регулирования напряжения, и является более точной по сравнению с суммированием составляющих небаланса по аналогии с [13].

Выражение (1.5) относится к переходному режиму, о чем свидетельствует наличие в ней коэффициента переходного режима $K'_{пер}$. При этом реальное влияние на ток небаланса оказывает произведение $K'_{пер} \cdot \varepsilon_*$, а значение $\varepsilon_* = 0{,}1$ для установившегося режима принимается в качестве базового, в том числе и для ТТ класса точности 5Р.

В соответствии с рекомендациями ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» погрешность, вызванную регулированием напряжения трансформатора (автотрансформатора), рекомендуется учитывать даже в том случае, если положение устройства РПН учитывается автоматически (заведены соответствующие сигналы в устройство RET 521 и заданы параметры в соответствии с п.Б.1.7 Приложения Б). Возможность неучета погрешности может рассматриваться только в том случае, если требуется повышение чувствительности.

Параметр срабатывания Idmin должен приниматься не менее 0,20 в соответствии с [7].

Таблица 1.6 – Значения коэффициента переходного режима $K'_{пер}$ в зависимости от типа защищаемого объекта

Тип защищаемого объекта			$K'_{пер}$
ТСН электрических станций и другие понижающие трансформаторы, имеющие в составе нагрузки мощные двигатели напряжением 6 или 10 кВ			1,5
Трансформаторы связи и блочные трансформаторы электрических станций			1,7
Трансформаторы электрических сетей и автотрансформаторы, не имеющие в составе нагрузки со стороны НН мощных двигателей или синхронных компенсаторов	Силовые трансформаторы мощностью не более 40 МВА	со стороны НН нет подключенных токоограничивающих реакторов	1,0
		со стороны НН подключены токоограничивающие реакторы	1,2
	Силовые трансформаторы и автотрансформаторы мощностью 63 МВА и более		1,5

1.2.1.3 Номер тормозной характеристики CharactNo

Номер тормозной характеристики CharactNo дифференциальной токовой защиты выбирается из 5 предложенных (рисунок 1.1). Необходимо иметь в виду, что номер тормозной характеристики не влияет на параметр срабатывания по дифференциальному току Idmin.

Выбор номера характеристики осуществляется по условию обеспечения несрабатывания при максимальных сквозных токах. Для этого рассчитывается коэффициент торможения по выражению:

$$K_{\text{торм,расч}} \geq \frac{I_{\text{диф.расч*}} - \text{Idmin}/100\%}{I_{\text{торм,расч*}} - 1{,}25}, \qquad (1.6)$$

где $I_{\text{диф,расч*}} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб,расч}} \cdot I_{\text{торм,расч*}}$ – расчетный дифференциальный ток;

$K_{\text{отс}} = 1{,}1 \div 1{,}2$ – коэффициент отстройки. Рекомендуется принимать равным 1,15;

$K_{\text{нб,расч}}$ – расчетный коэффициент небаланса, который получают по выражению (1.5). При этом в расчете вместо $K'_{\text{пер}}$ необходимо использовать коэффициент $K''_{\text{пер}}$, учитывающий переходный процесс при аварийных токах, больших номинального тока защищаемого трансформатора (автотрансформатора). Значение коэффициента $K''_{\text{пер}}$ выбирается по таблице 1.7;

Idmin – начальный дифференциальный ток срабатывания, полученный в п.1.2.1.2;

$I_{\text{торм,расч*}}$ – относительный тормозной ток, который соответствует току, протекающему через трансформатор (автотрансформатор) при внешнем КЗ. В соответствии с рекомендациями производителя [7] принимается равным 3,0.

Затем по таблице 1.5 выбирается характеристика с ближайшим большим значением $K_{\text{торм1}}$ по отношению к расчетному значению коэффициента торможения $K_{\text{торм,расч*}}$. Номер выбранной тормозной характеристики задается в устройстве при помощи параметра CharactNo.

Таблица 1.7 – Значения коэффициента переходного режима $K''_{\text{пер}}$

<table>
<tr><th colspan="3">Тип защищаемого объекта</th><th>$K''_{\text{пер}}$</th></tr>
<tr><td colspan="3">ТСН электрических станций и другие понижающие трансформаторы, имеющие в составе нагрузки мощные двигатели напряжением 6 или 10 кВ</td><td>2,5</td></tr>
<tr><td colspan="3">Трансформаторы связи и блочные трансформаторы электрических станций</td><td>3,0</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Трансформаторы электрических сетей и автотрансформаторы, не имеющие в составе нагрузки со стороны НН мощных двигателей или синхронных компенсаторов</td><td rowspan="2">Силовые трансформаторы мощностью не более 40 МВА</td><td>со стороны НН нет подключенных токоограничивающих реакторов</td><td>2,0</td></tr>
<tr><td>со стороны НН подключены токоограничивающие реакторы</td><td>2,5</td></tr>
<tr><td colspan="2">Силовые трансформаторы и автотрансформаторы мощностью 63 МВА и более</td><td>2,5</td></tr>
</table>

1.2.1.4 Проверка чувствительности дифференциальной защиты

Проверка чувствительности защиты на наклонных участках характеристики не требуется, т.к. чувствительность будет обеспечиваться всегда. Обоснование этого заключения приведено в п.Д.2 Приложения Д Проверка чувствительности может потребоваться только в тех случаях, когда относительный минимальный ток КЗ составляет менее 1,25. В этом случае

расчет рекомендуется выполнять в соответствии с рекомендациями п.Д.1 Приложения Д.

1.2.1.5 Ток срабатывания дифференциальной отсечки Idunre

Дифференциальная отсечка является грубым органом без торможения и реагирует на первую гармонику дифференциального тока. Дифференциальная отсечка необходима для повышения быстродействия при больших кратностях тока КЗ в защищаемой зоне.

Параметр срабатывания токового органа дифференциальной отсечки в устройстве обозначается Idunre и задается в процентах от номинального тока с опорной стороны $I_{\text{ном,опор}}$.

При выборе параметра срабатывания Idunre необходимо учитывать два условия:

– обеспечение отстройки от режима броска тока намагничивания;

– обеспечение отстройки от небаланса в режиме максимального тока при внешнем КЗ.

По условию отстройки от режима броска намагничивающего тока параметр срабатывания токового органа дифференциальной отсечки должен приниматься не менее 500 %:

$$\text{Idunre} \geq 500\ \%. \tag{1.7}$$

По условию отстройки от максимального тока небаланса при внешних повреждениях, параметр срабатывания можно находить по выражению

$$\text{Idunre} \geq K_{\text{отс}} K_{\text{нб(1)}} I_{\text{кз,макс}*} 100\%, \tag{1.8}$$

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

$K_{\text{нб(1)}}$ – отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока, текущего через защищаемый трансформатор (автотрансформатор) при внешнем повреждении (рекомендуемые значения см.ниже);

$I_{\text{кз,макс}*}$ – относительный максимальный ток при внешнем КЗ, который может быть рассчитан по выражению:

$$I_{\text{кз,макс}*} = \frac{I_{\text{кз,макс}}}{I_{\text{ном, опор}}}, \tag{1.9}$$

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

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

В соответствии с [7] для двухобмоточных трансформаторов (в том числе и для трансформаторов с расщепленной обмоткой НН) следует принимать:

$K_{\text{нб(1)}} = 0{,}65$ при использовании со всех сторон ТТ с вторичным номинальным током 5 А;

$K_{нб(1)} = 0{,}55$ при использовании со всех сторон ТТ с вторичным номинальным током 1 А;

$K_{нб(1)} = 0{,}8$ при использовании ТТ с различными вторичными номинальными токами (5 А и 1 А).

Для трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов дополнительно необходимо учитывать следующее. Если на сторонах ВН и СН принимаются ТТ с вторичным номинальным током 1 А, а на стороне НН – 5 А, то расчет целесообразно выполнять следующим образом:

– рассматривается режим внешнего КЗ на стороне СН (или ВН) и для этого случая принимается $K_{нб(1)} = 0{,}55$;

– рассматривается КЗ на стороне НН и для этого принимается $K_{нб(1)} = 0{,}8$;

– из двух полученных значений параметра срабатывания принимается наибольшее.

При подключении устройства RET 521 к двум группам ТТ на одном напряжении (здесь не имеется в виду сторона с расщепленной обмоткой НН) следует принимать при внешнем КЗ на указанной стороне $K_{нб(1)} = 0{,}5$.

Параметр срабатывания принимается равным наибольшему значению из двух полученных по выражениям (1.7) и (1.8). Итоговое значение параметра в процентах рекомендуется округлять до десятков.

1.2.1.6 Алгоритм блокировки дифференциальной защиты по второй гармонике StabByOption

Параметр StabByOption предназначен для задания алгоритма блокировки защиты по второй гармонике и может быть принят равным одному из значений:

«По условию» – блокировка вводится в действие в течение минуты после того, как приведенный ток с любой стороны (любой фазы) защиты превысит 2 % от базового тока;

«Всегда» – блокировка введена постоянно.

Принимать значение параметра StabByOption равным «По условию» в условиях российской эксплуатации нежелательно. Например, возможна ложная работа дифференциальной токовой защиты из-за внешних бросков тока намагничивания, возникающих при включении других трансформаторов, особенно параллельно работающих или питаемых трансформаторов, а также и при включении маломощных трансформаторов 6-35 кВ. Поэтому параметр StabByOption рекомендуется всегда принимать равным «Всегда».

1.2.1.7 Параметр срабатывания блокировки дифференциальной защиты по второй гармонике I2/I1ratio

Блокировка дифференциальной защиты по второй гармонике реагирует на соотношение амплитуд второй и первой гармонических составляющих дифференциального тока. В устройстве параметр срабатывания блокировки обозначается I2/I1ratio и задается в процентах.

По условию отстройки от разнополярного броска намагничивающего тока в соответствии с [7] параметр срабатывания I2/I1ratio должен приниматься меньше или равным 25 %.

По условию отстройки от однополярного (или однополярного трансформированного) броска намагничивающего тока надежная работа дифференциальной защиты обеспечивается при параметре срабатывания I2/I1ratio равном 14 %.

Таким образом, параметр срабатывания I2/I1ratio должен приниматься равным 14 %.

1.2.1.8 Параметр срабатывания блокировки дифференциальной защиты по пятой гармонике I5/I1ratio

Блокировка дифференциальной защиты по пятой гармонике реагирует на соотношение амплитуд пятой и первой гармоник дифференциального тока и предназначена для отстройки от режима перевозбуждения. В устройстве параметр срабатывания блокировки обозначается I5/I1ratio и задается в процентах.

Повышение напряжения сети сопровождается увеличением индукции в магнитопроводе силового трансформатора (автотрансформатора) (режим перевозбуждения). При этом возрастает как первая, так и высшие нечетные гармонические составляющие намагничивающего тока. В соответствии с ПУЭ [5] допускается длительная работа силового трансформатора (автотрансформатора) (при мощности не более номинальной) при напряжении на любом ответвлении обмотки на 10 % выше номинального для данного ответвления. При соединении хотя бы одной из обмоток силового трансформатора (автотрансформатора) по схеме «треугольник» третья гармоника в фазных токах незначительна. Поэтому в качестве информационного параметра режима перевозбуждения используется отношение амплитуд пятой и первой гармоник дифференциального тока.

В силовых трансформаторах (автотрансформаторах) с магнитопроводами из холоднокатаной стали, изготовляемых в России, рабочая индукция при номинальном напряжении принимается равной в пределах (1,6 ÷ 1,65) Тл. При повышении напряжения и номинальной частоте относительное значение пятой гармоники возрастает и становится равным примерно 0,45 по отношению к первой гармонике при напряжении $U = 1{,}1U_{\text{ном}}$. Отношение действующего значения первой гармоники намагничивающего тока к номинальному току силового трансформатора (автотрансформатора) в указанных условиях не превышает 0,04. Как будет показано ниже, параметр срабатывания должен приниматься не менее 25 % от номинального тока. Из этого следует, что чувствительный орган дифференциальной защиты не будет срабатывать при $U = 1{,}1U_{\text{ном}}$ и без блокировки по относительной пятой гармонике. Таким образом, при возможности значительных кратковременных повышений напряжения (до $1{,}25U_{\text{ном}}$) в распределительных сетях для блокировки чувствительного органа

дифференциальной защиты DIFP вполне достаточно принимать параметр срабатывания I5/I1ratio равным 40 %.

1.2.1.9 Активизация функции вычитания токов нулевой последовательности ZSCSub

Параметр ZSCSub включает или отключает принудительное вычитание токов нулевой последовательности и может быть принят равным одному из значений:

«Выкл» – вычитание токов нулевой последовательности не производится;

«Вкл» – вычитание токов нулевой последовательности производится.

В обмотках трансформатора с изолированной нейтралью исключается возможность протекания токов нулевой последовательности и, следовательно, параметр ZSCSub должен приниматься равным «Выкл». При заземлении нейтрали обеспечивается автоматическое исключение токов нулевой последовательности из обмоток со схемой соединения «звезда», при этом параметр ZSCSub влияния не оказывает и также может быть принят равным «Выкл».

Таким образом, определяющей в выборе значения параметра ZSCSub является схема подключения дифференциальной защиты, т.е. наличие контуров для протекания токов нулевой последовательности при однофазных замыканиях на землю, превышающих значение параметра срабатывания по минимальному дифференциальному току Idmin.

При подключении дифференциальной защиты к встроенным ТТ со стороны НН вычитание токов нулевой последовательности не требуется, а при подключении на выносные – следует предусмотреть вычитание токов нулевой последовательности.

Следует иметь в виду, что излишнее вычитание токов нулевой последовательности будет приводить к загрублению дифференциальной защиты (примерно на 33 % при однофазных КЗ в зоне).

1.2.1.10 Активизация поперечной блокировки CrossBlock

Параметр CrossBlock предназначен для включения или отключения поперечной блокировки и может быть принят равным одному из значений:

«Выкл» – функция поперечной блокировки отключена;

«Вкл» – функция поперечной блокировки включена.

В условиях российской эксплуатации поперечную блокировку использовать не рекомендуется, поэтому параметр CrossBlock должен быть принят равным «Выкл».

1.2.2 Расчет и выбор параметров срабатывания дифференциальной токовой защиты устройства RET 670

Функция дифференциальной токовой защиты в устройстве RET 670 обозначается **PDIF** (в кодировке ANSI – **87T**) и включает дифференциальную защиту с торможением и дифференциальную отсечку.

Защита выполняется пофазнонезависимой и использует токи со всех сторон защищаемого объекта. С каждой стороны к защите могут подводиться одна или две трехфазные группы ТТ. Токи сторон ВН, СН (НН1) и НН (НН2) приводятся к опорной стороне и сравниваются друг с другом в цифровом реле. Цифровое выравнивание токов плеч производится в соответствии с Приложением В.

В качестве опорной (базисной) стороны при расчете первичных значений токов используется сторона, обмотка которой подключена к первому входу, который соответствует обмотке защищаемого трансформатора (автотрансформатора) со схемой соединения «звезда», функционального блока дифференциальной защиты, т.е. **сторона высшего напряжения**.

Функция дифференциальной защиты может работать с учетом положения устройства РПН силового трансформатора (автотрансформатора), для этого необходимо задание дополнительных параметров в соответствии с Приложением Б.

В Приложении Г приведены требования к трансформаторам тока в схемах дифференциальной защиты с устройством RET 670. Необходимо отметить, что приведенная ниже методика выбора параметров срабатывания функции дифференциальной защиты подразумевает, что требования полностью удовлетворены. В противном случае необходимо проконсультироваться со специалистами ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» и принять соответствующие меры (например, увеличить сечения кабеля, загрубить защиту).

Тормозная характеристика имеет вид, представленный на рисунке 1.2.

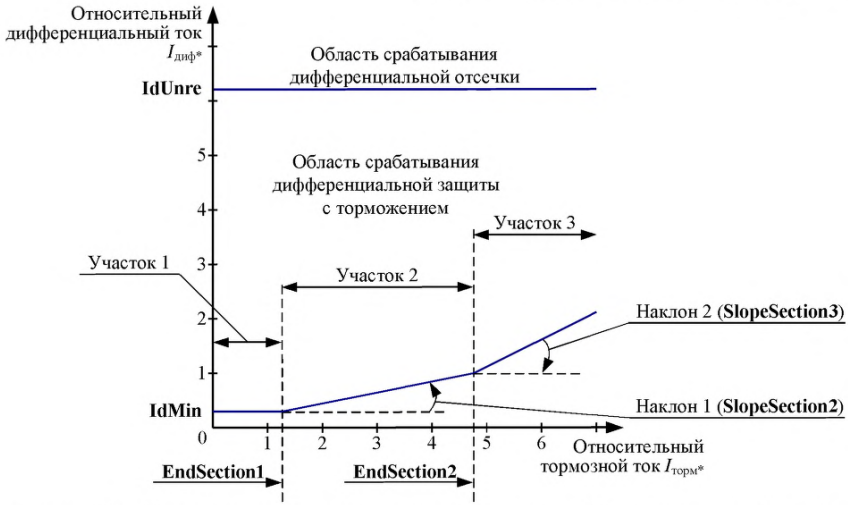


Рисунок 1.2 – Тормозная характеристика функции дифференциальной защиты DIFP (87T) устройства RET670

По оси ординат откладывается относительный дифференциальный ток (в долях от номинального тока опорной стороны). Дифференциальный ток всех трех фаз, как для мгновенных, так и для действующих значений, формируется как сумма первичных токов плеч защиты, приведенных к опорной стороне:

$$I_{диф} = \left|\underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_3\right|, \tag{1.10}$$

где $\underline{I}_1$, $\underline{I}_2$, $\underline{I}_3$ – векторы основной гармоники токов рассматриваемой фазы первого, второго и третьего плеч (сторон) защиты. Необходимо учитывать, что при наличии со стороны n двух групп ТТ соответствующий вектор тока равен сумме векторов токов, соответствующих этим ТТ, $I_n = I_{n,I} + I_{n,II}$.

По оси абсцисс откладывается относительный тормозной ток (в долях от номинального тока опорной стороны), который формируется на базе действующих значений первых гармоник токов фаз в первичных обмотках ТТ. В качестве тормозного тока принимается наибольший из токов всех фаз и всех сторон защищаемого трансформатора (автотрансформатора):

$$I_{торм} = \max\left(I_{1A}, I_{1B}, I_{1C}, I_{2A}, I_{2B}, I_{2C}, I_{3A}, I_{3B}, I_{3C}\right), \tag{1.11}$$

где I_{1A}, I_{1B}, I_{1C}, I_{2A}, I_{2B}, I_{2C}, I_{3A}, I_{3B}, I_{3C} – модули токов первого, второго и третьего плеч (сторон) защиты фаз А, В и С. Необходимо учитывать, что при наличии со стороны n двух групп ТТ необходимо отдельно рассматривать величины токов, соответствующих этим ТТ: $I_{nA} = \max(I_{nA,I}, I_{nA,II})$, $I_{nB} = \max(I_{nB,I}, I_{nB,II})$, $I_{nC} = \max(I_{nC,I}, I_{nC,II})$.

Расчет дифференциальных токов в защите производится с учетом выравнивания модулей и сдвига фаз токов на сторонах защищаемого трансформатора (автотрансформатора).

Тормозная характеристика состоит из трех участков (см.рисунок 1.2):

– горизонтального (Участок 1) – до тормозного тока, равного EndSection1. На этом участке срабатывание защиты определяется параметром срабатывания по дифференциальному току IdMin;

– первого наклонного (Участок 2) – до тормозного тока, равного EndSection2 и имеющего Наклон 1 с коэффициентом торможения SlopeSection2;

– второго наклонного (Участок 3) – до максимально возможного значения тормозного тока и имеющего Наклон 2 с коэффициентом торможения SlopeSection3.

Коэффициент торможения наклонного участка определяется по выражению

$$K_{\text{торм}} = \frac{\Delta I_{\text{диф}}}{\Delta I_{\text{торм}}} 100\%, \qquad (1.12)$$

где $\Delta I_{\text{диф}}$ – приращение дифференциального тока на границе срабатывания;

$\Delta I_{\text{торм}}$ – приращение тормозного тока на границе срабатывания.

1.2.2.1 Активизация функции PDIF

Для активизации функции дифференциальной защиты PDIF (87T) предназначен параметр Operation, который может быть принят равным одному из значений:

«Off» – функция дифференциальной токовой защиты отключена;

«On» – функция дифференциальной токовой защиты включена.

1.2.2.2 Начальный тормозной ток EndSection1

Параметр EndSection1 (начальный тормозной ток) определяет тормозной ток, соответствующий концу Участка 1 тормозной характеристики (рисунок 1.2), и задается в долях от номинального тока опорной стороны (стороны ВН).

Параметр EndSection1 рекомендуется принимать равным не более 1,15.

1.2.2.3 Начальный дифференциальный ток срабатывания IdMin

Параметр IdMin определяет величину относительного дифференциального тока срабатывания защиты на первом участке тормозной характеристики, рассчитывается и задается в долях от номинального тока опорной стороны (стороны ВН) защищаемого трансформатора (автотрансформатора).

Расчет IdMin выполняется по условию отстройки от токов небаланса в переходных режимах работы трансформатора (автотрансформатора) при малых сквозных токах и рассчитывается по выражению

$$\text{IdMin} = K_{\text{отс}} K_{\text{нб,расч}} \text{EndSection1}, \qquad (1.13)$$

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

$K_{\text{нб,расч}}$ – расчетный коэффициент небаланса. Вычисляется по выражению:

$$K_{\text{нб,расч}} = \sqrt{\left(K'_{\text{пер}}\varepsilon_{\text{ТТ*}} + \varepsilon_{\text{ПТТ*}}\right)^2 + \left(2(\Delta U_{\text{рег*}} + \Delta f_{\text{выр*}})\right)^2 + \left(\Delta U_{\text{рег*}} + \Delta f_{\text{выр*}}\right)^2}, \quad (1.14)$$

$K'_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс, значения коэффициента в зависимости от типа защищаемого объекта приведены в таблице 1.6;

$\varepsilon_{\text{ТТ*}}$ – полная относительная погрешность трансформаторов тока, к которым подключается защита. Рекомендуется принимать $\varepsilon_{\text{ТТ*}} = 0{,}1$ (даже в том случае, если в установившемся режиме $\varepsilon_{\text{ТТ*}} < 0{,}1$);

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

$\Delta U_{\text{рег*}}$ – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора (автотрансформатора). Значение погрешности принимается равной максимальному возможному отклонению от номинального положения РПН в сторону уменьшения или в сторону увеличения;

$\Delta f_{\text{выр*}}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч, которая задается в соответствии с Приложением В;

EndSection1 – параметр, который определяет тормозной ток, соответствующий концу Участка 1 тормозной характеристики (начальному тормозному току), и выбирается в соответствии с п.1.2.2.2.

Все слагаемые в скобках выражения (1.14) всегда принимаются положительными.

Выражение (1.14) для расчета коэффициента небаланса отражает тот факт, что составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностями ТТ, сдвинута по фазе на угол примерно 90° по сравнению с составляющими, обусловленными погрешностями выравнивания токов и влияния РПН, и является более точной по сравнению с суммированием составляющих небаланса по аналогии с [13].

Выражение (1.14) относится к переходному режиму, о чем свидетельствует наличие в ней коэффициента переходного режима $K'_{\text{пер}}$. При этом реальное влияние на ток небаланса оказывает произведение $K'_{\text{пер}} \cdot \varepsilon_*$, а значение $\varepsilon_* = 0{,}1$ для установившегося режима принимается в качестве базового, в том числе и для ТТ класса точности 5Р.

В соответствии с рекомендациями ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» погрешность, вызванную регулированием напряжения трансформатора (автотрансформатора), рекомендуется учитывать даже в том случае, если положение устройства РПН учитывается автоматически (заведены соответствующие сигналы в устройство RET 670 и заданы параметры в соответствии с п.Б.2.7 Приложением Б). Возможность неучета погрешности может рассматриваться только в том случае, если требуется повышение чувствительности.

Параметр срабатывания IdMin должен приниматься не менее 0,20 в соответствии с [8].

1.2.2.4 Тормозной ток конца второго (первого наклонного) участка EndSection2

Параметр EndSection2 определяет тормозной ток, соответствующий концу Участка 2 тормозной характеристики, и задается в долях от номинального тока опорной стороны (стороны ВН).

В условиях эксплуатации возможны перегрузки трансформаторов (автотрансформаторов) в течение относительно долгого времени. Например, при отключении одного из трансформаторов на двухтрансформаторной подстанции. С целью исключения значительного загрубления дифференциальной защиты в таких режимах рекомендуется всегда принимать параметр EndSection2 равным 2.

1.2.2.5 Коэффициент торможения второго (первого наклонного) участка SlopeSection2

Параметр SlopeSection2 определяет коэффициент торможения первого наклонного участка тормозной характеристики (Участок 2 на рисунке 1.2). В устройстве защиты параметр задается в процентах.

Значение SlopeSection2 рассчитывается по выражению:

$$\text{SlopeSection2} \geq \frac{I_{\text{диф.расч}} - \text{IdMin}}{\text{EndSection2} - \text{EndSection1}} 100\%, \qquad (1.15)$$

где $I_{\text{диф.расч}} = K_{\text{отс}} K_{\text{нб.расч}} \text{EndSection2}$ – расчетный дифференциальный ток;

$K_{\text{отс}} = 1{,}1 \div 1{,}2$ – коэффициент отстройки. Рекомендуется принимать равным 1,15;

$K_{\text{нб.расч}}$ – расчетный коэффициент небаланса, который получают по выражению (1.14). При этом в расчете вместо $K'_{\text{пер}}$ необходимо использовать коэффициент $K''_{\text{пер}}$, учитывающий переходный процесс при аварийных токах, больших номинального тока защищаемого трансформатора (автотрансформатора). Значение коэффициента $K''_{\text{пер}}$ выбирается по таблице 1.7;

IdMin – минимальный дифференциальный ток срабатывания, полученный в п.1.2.2.3;

EndSection2 и EndSection1 – параметры, которые определяют тормозные токи конца Участка 2 и конца Участка 1 (начальный тормозной ток) и выбираются в соответствии с п.1.2.2.4 и п.1.2.2.2.

1.2.2.6 Коэффициент торможения третьего (второго наклонного) участка SlopeSection3

Параметр SlopeSection3 определяет коэффициент торможения второго наклонного участка тормозной характеристики (Участок 3 на рисунке 1.2). В устройстве защиты параметр задается в процентах.

Значение параметра SlopeSection3 рекомендуется без расчетов принимать равным $(50 \div 65)$ %. Это связано с тем, что при токе короткого замыкания, превышающем $2I_{\text{ном.опор}}$, блокировка дифференциальной защиты при больших переходных токах небаланса осуществляется в основном за счет

других измерительных органов (блокировки по форме волны и блокировки по второй гармонике, которые работают всегда).

1.2.2.7 Проверка чувствительности дифференциальной защиты с торможением

Проверка чувствительности защиты на наклонных участках характеристики не требуется, т.к. чувствительность будет обеспечиваться всегда. Обоснование этого заключения приведено в п.Д.3 Приложения Д Проверка чувствительности может потребоваться только в тех случаях, когда относительный минимальный ток КЗ составляет менее величины EndSection1. В этом случае расчет рекомендуется выполнять в соответствии с рекомендациями п.Д.1 Приложения Д.

1.2.2.8 Ток срабатывания дифференциальной отсечки IdUnre

Параметр IdUnre определяет величину дифференциального тока срабатывания отсечки (защиты без торможения). Параметр срабатывания задается в долях от номинального тока опорной стороны (стороны ВН) защищаемого трансформатора (автотрансформатора) и рассчитывается по методике, изложенной в п.1.2.1.5 для соответствующего параметра срабатывания устройства RET 521.

1.2.2.9 Параметр срабатывания блокировки дифференциальной защиты по второй гармонике I2/I1ratio

Измерительный орган блокировки дифференциальной защиты по второй гармонике I2/I1ratio реагирует на соотношение амплитуд второй и первой гармонических составляющих дифференциального тока. В устройстве защиты параметр I2/I1ratio задается в процентах.

Параметр выбирается исходя из принципов, изложенных в п.1.2.1.7, и должен приниматься равным 14 %.

1.2.2.10 Параметр срабатывания блокировки дифференциальной защиты по пятой гармонике I5/I1ratio

Блокировка дифференциальной защиты по пятой гармонике реагирует на соотношение амплитуд пятой и первой гармоник дифференциального тока и предназначена для отстройки от режима перевозбуждения. В устройстве параметр обозначается I5/I1ratio и задается в процентах.

Параметр выбирается исходя из принципов, изложенных в п.1.2.1.8, и должен приниматься равным 25 %.

1.2.2.11 Активизация поперечной блокировки CrossBlockEn

Параметр CrossBlockEn предназначен для включения или отключения поперечной блокировки и может быть принят равным одному из значений:

«Off» – функция поперечной блокировки отключена;

«On» – функция поперечно блокировки отключена.

В условиях российской эксплуатации поперечную блокировку не рекомендуется использовать, поэтому параметр CrossBlockEn должен быть принят равным значению «Off».

1.2.2.12 Режим работы блокировок по форме волны и по второй гармонике SOTFMode

Параметр SOTFMode определяет режим работы блокировок по форме волны и по второй гармонике дифференциальной защиты при включении на повреждение и может быть принят равным одному из значений:

«Off» – блокировки по форме волны и по относительной второй гармонике действуют параллельно по схеме «или».

«On» – быстрый сброс блокировки по форме волны, что также приводит к сбросу блокировки по относительной второй гармонике. Это необходимо для исключения значительного замедления функции дифференциальной защиты при включении на холостой ход поврежденного трансформатора (автотрансформатора) и использовании перекрестной блокировки (параметр CrossBlockEn установлен в положение «On»).

В условиях российской эксплуатации параметр SOTFMode нужно всегда принимать равным «Off».

1.2.2.13 Активизация функции дифференциальной защиты по обратной последовательности NegSeqDiffEn

Параметр NegSeqDiffEn предназначен для активизации функции дифференциальной защиты по обратной последовательности и может быть принят равным одному из значений:

«Off» – функция отключена;

«On» – функция включена.

Функция дифференциальной защиты по обратной последовательности является дополнительной по отношению к основной дифференциальной защите и является чувствительной по отношению к межвитковым замыканиям.

В условиях российской эксплуатации параметр NegSeqDiffEn нужно всегда принимать равным «Off».

1.2.2.14 Активизация функции контроля цепей ТТ OpenCNEnable

Параметр OpenCNEnable предназначен для активизации функции контроля цепей ТТ и может быть принят равным одному из значений:

«Off» – функция отключена;

«On» – функция включена.

Использование данной функции не рекомендуется, т.е. параметр OpenCNEnable рекомендуется принимать равным «Off».

1.3 Дифференциальная токовая защита нулевой последовательности трансформатора (автотрансформатора)

Дифференциальная токовая защита нулевой последовательности может быть предусмотрена для защиты одной обмотки силового трансформатора, которая должна быть заземлена.

Дифференциальная защита нулевой последовательности используется для защиты от замыканий на землю в обмотке трансформатора (автотрансформатора) с различными режимами работы нейтрали:

– в трансформаторах с эффективно заземленной нейтралью;

– в трансформаторах с нейтралью, заземленной через резистор;

– в трансформаторах с заземленной через высокое сопротивление нейтралью.

Необходимо отметить, что в последнем случае обычная продольная дифференциальная токовая защита не защищает силовой трансформатор от внутренних замыканий на землю на участке обмотки длинной примерно $(20 \div 30)$ % от нейтральной точки, тогда как дифференциальная защита нулевой последовательности оказывается чувствительной.

Дифференциальная защита нулевой последовательности по принципу действия нечувствительна к междуфазным внутренним и внешним повреждениям, а также к внешним по отношению к зоне защиты замыканиям на землю.

Дифференциальная защита нулевой последовательности должна быть отстроена от переходных значений токов небаланса, как в нагрузочном режиме, так и при внешних КЗ, что обеспечивается выбором параметров срабатывания тормозной характеристики. Работа защиты не чувствительна к переключениям РПН и мало чувствительна к броскам токов намагничивания, поэтому нет необходимости отстраиваться от этих режимов.

Дифференциальная защита нулевой последовательности в устройствах RET 521 и RET 670 выполнена одинаково с помощью функции REF, методика расчета уставок для которой рассмотрена ниже.

1.3.1 Краткое описание функции REF

С помощью функции REF в устройствах RET 521 и RET 670 выполняется дифференциальная токовая защита нулевой последовательности с торможением и с контролем направленности.

Дифференциальный ток формируется как разность тока в нейтрали и расчетного тока нулевой последовательности на выводах защищаемой обмотки трансформатора (автотрансформатора), если в качестве положительного выбрано направление в сторону защищаемой обмотки:

$$I_{\text{диф}} = \left| \underline{I}_2 + \underline{I}_1 \right|, \tag{1.16}$$

где $\underline{I}_2$ и $\underline{I}_1$ – векторы тока основной частоты в нейтрали и на выводах защищаемой обмотки силового трансформатора. Для автотрансформаторов в качестве $\underline{I}_1$ используется сумма токов $\underline{I}_{\text{вн}} + \underline{I}_{\text{сн}}$.

В нормальном режиме и при КЗ на землю, внешних по отношению к зоне действия дифференциальной защиты нулевой последовательности, дифференциальный ток будет равен 0. При КЗ на землю в зоне действия защиты дифференциальный ток будет равен току нулевой последовательности в месте КЗ.

В качестве тормозного тока используется максимальный из всех входных токов, т.е. из токов в фазах, а также тока нейтрали:

$$I_{\text{торм}} = \max\left(I_{1A}, I_{1B}, I_{1C}, I_2\right), \quad (1.17)$$

$\underline{I}_{1A}$, $\underline{I}_{1B}$ и $\underline{I}_{1C}$ – модули векторов токов фаз А, В и С на выводах защищаемой обмотки. Для автотрансформаторов $I_1 = \max(I_{\text{вн}}, I_{\text{сн}})$

Характеристика торможения (рисунок 1.3) состоит из трех участков:

– горизонтального (Участок 1) – до тормозного тока, равного 1,25. Срабатывание защиты на этом участке определяется уставкой по дифференциальному току (Idmin для устройства RET 521 и IdMin для устройства RET 670);

– первого наклонного (Участок 2) – до значения дифференциального тока 1,0 с фиксированным коэффициентом торможения (тангенсом угла наклона) 70 %;

– второго наклонного (Участок 3) – до максимально возможного значения тормозного тока с коэффициентом торможения 100 %.

Коэффициент торможения наклонного участка определяется по выражению

$$K_{\text{торм}} = \frac{\Delta I_{\text{диф}}}{\Delta I_{\text{торм}}} 100\%, \quad (1.18)$$

где $\Delta I_{\text{диф}}$ – приращение дифференциального тока на границе срабатывания;

$\Delta I_{\text{торм}}$ – приращение тормозного тока на границе срабатывания.

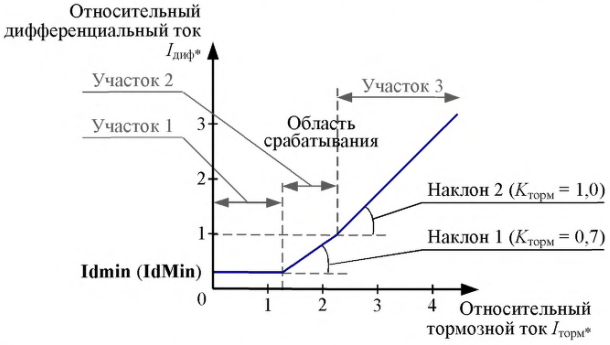


Рисунок 1.3 – Тормозная характеристика функции дифференциальной токовой защиты нулевой последовательности REF

1.3.2 Активизация функции REF

Параметр Активизация (Operation в RET 670) предназначен для активизации функции дифференциальной токовой защиты нулевой последовательности может быть принят равным одному из значений:

«Выкл» («Off» в устройстве RET 670) – функция дифференциальной токовой защиты нулевой последовательности отключена;

«Вкл» («On» в устройстве RET 670) – функция дифференциальной токовой защиты нулевой последовательности включена.

В условиях российской эксплуатации функцию REF рекомендуется использовать с действием на сигнал.

1.3.3 Начальный дифференциальный ток срабатывания Idmin (IdMin)

Начальный дифференциальный ток срабатывания Idmin (IdMin в устройстве RET 670) рассчитывается и задается в процентах от номинального тока защищаемого объекта с опорной стороны $I_{\text{ном,опор}}$.

Параметр Idmin (IdMin) отстраивается от токов небаланса в переходных режимах работы трансформатора (автотрансформатора) при малых сквозных токах и рассчитывается по выражению

$$\text{Idmin} = K_{\text{отс}} K_{\text{нб,расч}} I_{\text{торм,расч*}} 100\%, \tag{1.19}$$

где $K_{\text{отс}} = 1{,}1 \div 1{,}2$ – коэффициент отстройки. Рекомендуется принимать равным 1,15;

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

$$K_{\text{нб,расч}} = \sqrt{\left(K'_{\text{пер}} \varepsilon_{\text{ТТ*}} + \varepsilon_{\text{ПТТ*}}\right)^2 + \left(2\Delta f_{\text{выр*}}\right)^2 + \left(\Delta f_{\text{выр*}}\right)^2}, \tag{1.20}$$

$K'_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс, значения коэффициента в зависимости от типа защищаемого объекта приведены в таблице 1.6;

$\varepsilon_{\text{ТТ*}}$ – полная относительная погрешность трансформаторов тока, к которым подключается защита. Рекомендуется принимать $\varepsilon_{\text{ТТ*}} = 0{,}1$ (даже в том случае, если в установившемся режиме $\varepsilon_{\text{ТТ*}} < 0{,}1$);

$\varepsilon_{\text{ПТТ*}}$ – 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, которая задается в соответствии с Приложением В;

$I_{\text{торм,расч*}}$ – относительный тормозной ток, который соответствует току трансформатора (автотрансформатора) в переходных режимах работы при малых сквозных токах. Рекомендуется принимать равным границе первого (горизонтального) участка тормозной характеристики $I_{\text{торм,расч*}} = 1{,}25$.

При этом в соответствии с рекомендацией ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» значение параметра Idmin (IdMin)

рекомендуется выбирать не менее 20 % в соответствии с малым опытом ее эксплуатации в российских условиях.

1.3.4 Угол срабатывания гоа (ROA)

Для улучшения селективности защиты функция REF предусматривает проверку направленности токов. При внешнем замыкании на землю без насыщения ТТ ток нулевой последовательности, текущий в трансформатор, $\underline{I}_1$ и ток в нейтрали $\underline{I}_2$ теоретически равны по значению и фазе. Ток в нейтрали $\underline{I}_2$ используется как опорный при определении направления, поскольку он есть при всех замыканиях на землю, и имеет одинаковое направление для всех замыканий на землю, как внешних, так и внутренних. При насыщении одного или более ТТ измеряемые токи не могут быть одинаковыми, их положения на комплексной плоскости также различны. Имеется вероятность того, что результирующий ложный дифференциальный ток попадет в область срабатывания при таком внешнем повреждении. Если такое произойдет, проверка направленности предотвратит ложное срабатывание.

Критерий направленности реализован таким образом, что срабатывание функции REF возможно только в случае, если два сравниваемых тока $\underline{I}_1$ и $\underline{I}_2$ отстоят друг от друга на угол, равный, как минимум, (180 – гоа)° ((180 – ROA)° в устройстве RET 670).

Параметр по углу срабатывания реле рекомендуется принимать равной 60°.

1.4 Максимальная токовая защита 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.

1.4.1 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:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{K_{\text{отс}} K_{\text{сзп}}}{K_{\text{в}}} I_{\text{раб.макс}}, \tag{1.21}$$

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

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:

$$I_{\text{с.з}} = K_{\text{отс}} K_{\text{ток}} I_{\text{с.з,пред}}, \tag{1.22}$$

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

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

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

– согласование с дистанционной защитой

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3}\left(\frac{Z_{\Sigma\text{з}}}{K'_{\text{ток}}} + \frac{Z_{\text{с.з,пред}}}{K_{\text{ток}}} + \Delta Z\right)}, \quad (1.23)$$

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

$Z_{\text{с.з,пред}}$ – 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;

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

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:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}} I_{\text{раб,макс}}, \quad (1.24)$$

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

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз,мин}}}{I_{\text{уст}}}, \quad (1.25)$$

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:

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

– $K_ч > 1{,}5$ при выполнении МТЗ функций основной защиты.

1.4.2 Расчет параметра срабатывания минимального измерительного органа напряжения

Согласно [13], первичное напряжение срабатывания минимального ИО напряжения выбирают исходя из следующих условий:

– обеспечение возврата реле после отключения внешнего КЗ:

$$U_{с.з} \leq \frac{U_{мин}}{K_{отс} K_в}, \tag{1.26}$$

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

$U_{ном}$ – 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:

$$U_{с.з} \leq \frac{U_{зап}}{K_{отс}}, \tag{1.27}$$

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 $(0{,}85 \div 0{,}9)U_{ном}$. В ориентировочных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации значение $U_{зап}$ может быть принято равным примерно $(0{,}7 \div 0{,}75)U_{ном}$. 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.

Чувствительность минимального ИО напряжения проверяют по выражению:

$$K_{ч} = \frac{U_{уст}}{U_{кз,макс}}, \quad (1.28)$$

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.

1.4.3 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

$$U_{2с.з} = (0{,}06 \div 0{,}10)U_{ном}, \quad (1.29)$$

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

Чувствительность данного ИО проверяют по выражению:

$$K_{ч} = \frac{U_{2\,кз,мин}}{U_{2\,уст}}, \quad (1.30)$$

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.

1.4.4 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:

$$t_{с.з} = t_{с.з,см} + \Delta t, \quad (1.31)$$

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

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

1.4.5 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:

$$\varphi_{\text{м.ч}} = \operatorname{arctg}\left(\frac{X_{\text{линии}}}{R_{\text{линии}}}\right), \tag{1.32}$$

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

1.4.6 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 (1.21), а также по выражениям (1.22) и/или (1.23). Значение параметра срабатывания принимается равным наибольшему значению из полученных;

б) производится проверка чувствительности по выражению (1.25). 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 (1.24). Значение параметра срабатывания принимается равным наибольшему значению из рассчитанных по выражениям (1.24), (1.22), (1.23). Затем проверяют чувствительность полученного значения параметра срабатывания ИО тока МТЗ с пуском по напряжению по выражению (1.25);

в) производится расчет параметра срабатывания минимального ИО напряжения $U_{\text{с.з}}$ и проверка его чувствительности в соответствии с п.1.4.2 и расчет параметра срабатывания ИО напряжения обратной последовательности $U_{2\text{с.з}}$ и проверка его чувствительности в соответствии с п.1.4.3. Данный пункт выполняется только в случае использования комбинированного пуска по напряжению;

г) производится выбор выдержки времени в соответствии с п.1.4.4.

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.

1.5 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.1.4 за исключением подпункта 1.4.3, в котором приводится методика расчета ИО напряжения обратной последовательности, не используемого для пуска МТЗ НН автотрансформатора.

1.6 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.

1.6.1 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

$$I_{0\,\text{с.з}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{0\,\text{нб}}, \tag{1.33}$$

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

$I_{0\,\text{нб}} = K_{\text{нб}} \cdot I_{\text{кз,внеш,макс}}$ – 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 ÷ 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 в первичному номинальному току трансформаторов тока ток небаланса может быть определен в соответствии с [12, 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 ВН, 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

$$I_{0\,с.з} \geq \frac{K_{отс}}{K_{в}} I_{0\,нб}, \tag{1.34}$$

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 [12, 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

$$I_{0\,с.з} \geq \frac{K_{отс}}{K_{в}} I_{0\,нс}, \tag{1.35}$$

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 (1.33), (1.34) и (1.35), 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

$$I_{0\,с.з} \geq K_{отс} \cdot K_{ток} \cdot I_{0\,с.з,см}, \qquad (1.36)$$

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:

$$K_{ч} = \frac{I_{0\,кз,мин}}{I_{0\,с.з}}, \qquad (1.37)$$

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.

1.6.2 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:

$$t_{\text{с.з}} = t_{\text{с.з,см}} + \Delta t, \tag{1.38}$$

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

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

1.7 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.

1.7.1 Расчет максимального измерительного органа тока

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

$$I_{\text{с.з}} = \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}} I_{\text{ном}}, \tag{1.39}$$

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.

1.7.2 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:

$$t_{с.з} = t_{с.з,рез} + \Delta t, \quad (1.40)$$

где $t_{с.з,рез}$ – 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.

1.8 Контроль и защита изоляции вводов 500 (750) кВ 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 ÷ 7) % номинального емкостного тока ввода $I_{ном,емк,ввода}$, т.е. ток срабатывания сигнального элемента должен определяться по выражению

$$I_{с,сигн} = (0{,}05 \div 0{,}07) I_{ном,емк,ввода}. \quad (1.41)$$

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

$$I_{с,откл} = 0{,}15 I_{ном,емк,ввода}. \quad (1.42)$$

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 $(0{,}6 \div 0{,}7)I_{\text{ном,емк,ввода}}$.

1.9 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:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{K_{\text{н}}}{K_{\text{в}}} I_{\text{емк}}, \tag{1.43}$$

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

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз,мин}}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1{,}2, \tag{1.44}$$

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

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

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

$$t_{с.з} = t_{откл,в} + t_{возв,УРОВ} + t_{погр.тайм} + t_{зап}, \quad (1.45)$$

где $t_{откл,в}$ – 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;

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

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

$t_{зап} = 0{,}1$ с – время запаса.

Выдержка времени УРОВ обычно принимается равной (0,2 ÷ 0,3) с.

1.10 Пример расчета и выбора параметров защиты двухобмоточного трансформатора на базе устройства RET 521

1.10.1 Исходные данные

В настоящем примере показан расчет параметров срабатывания устройства RET 521 при его использовании для защиты трехфазного двухобмоточного трансформатора типа ТДН-16000/115 с параметрами, представленными в таблице 1.8. Исходная схема защищаемого трансформатора Т и прилегающей сети приведена на рисунке 1.4.

Таблица 1.8 – 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 $K_{ТТ,НН} = 2000/5$.

Трансформатор тока со стороны НН имеет параметры, представленные в таблице 1.9.

Таблица 1.9 – Параметры ТТ со стороны НН

Наименование параметра	**Обозначение параметра**	**Единица измерения**	**Значение**
Номинальная предельная кратность	$K_{\text{пр,ном}}$	–	25
Сопротивление вторичной обмотки ТТ постоянному току в Т-образной схеме замещения	$\underline{Z}_{\text{обм2}} \approx R_{\text{обм2}}$	Ом	0,42
Номинальное сопротивление нагрузки	$Z_{\text{нг,ном}}$	Ом	1,2
Сопротивление нагрузки	$Z_{\text{нг}} \approx R_{\text{нг}}$	Ом	0,6

В примере рассмотрены следующие вопросы:

– проверка обеспечения цифрового выравнивания токов плеч защищаемого трансформатора;

– проверка обеспечения требований к трансформаторам тока в схемах дифференциальной токовой защиты;

– 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 1.14.

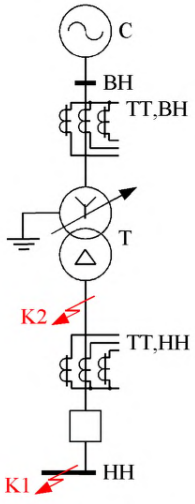


Рисунок 1.4 – Исходная схема защищаемого трансформатора и прилегающей сети

1.10.2 Проверка обеспечения цифрового выравнивания (масштабирования) токов плеч защищаемого трансформатора

Проверка обеспечения цифрового выравнивания токов плеч выполняется в соответствии с п.В.1 Приложения В. Для этого в первую очередь рассчитываются вторичные токи ТТ сторон ВН и НН в номинальном режиме работы защищаемого трансформатора

$$I_{\text{ном, вт,ВН}} = \frac{I_{\text{ном,ВН}}}{K_{\text{ТТ,ВН}}} = \frac{80}{150/5} = 2{,}67\,(\text{А}),$$

$$I_{\text{ном, вт,НН}} = \frac{I_{\text{ном,НН}}}{K_{\text{ТТ,НН}}} = \frac{1400}{2000/5} = 3{,}5\,(\text{А}),$$

где $I_{\text{ном,ВН}} = \dfrac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3}\cdot U_{\text{ном,ВН}}} = \dfrac{16\,000\,000}{\sqrt{3}\cdot 115\,000} = 80\,(\text{А})$,

$I_{\text{ном,НН}} = \dfrac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3}\cdot U_{\text{ном,НН}}} = \dfrac{16\,000\,000}{\sqrt{3}\cdot 6\,600} = 1400\,(\text{А})$ – номинальные токи защищаемого трансформатора со сторон ВН и НН.

В соответствии с таблицей В.1.1 номинальные токи входов устройства для плеч защиты сторон ВН и НН принимаются равными 5 А, а относительная погрешность выравнивания $\Delta f_{\text{выр}*} = 0{,}02$.

Затем производится проверка выполнения условия (В.1.2) для всех сторон трансформатора

$$0{,}1 < \frac{I_{\text{ном, вт,ВН}}}{I_{\text{ном, т,ВН}}} = \frac{2{,}67}{5} = 0{,}53 < 4,$$

$$0{,}1 < \frac{I_{\text{ном, вт,НН}}}{I_{\text{ном, т,НН}}} = \frac{3{,}5}{5} = 0{,}70 < 4,$$

где $I_{\text{ном,т,ВН}} = 5$ А и $I_{\text{ном,т,НН}} = 5$ А – номинальные токи входов устройства для плеч защиты сторон ВН и НН.

Условия для всех сторон выполняются, т.е. цифровое выравнивание амплитуд (модулей) токов плеч обеспечивается.

1.10.3 Проверка обеспечения требований к трансформаторам тока в схемах дифференциальной токовой защиты

Проверка обеспечения требований к трансформаторам тока в схемах дифференциальной токовой защиты выполняется в соответствии с п.Г.1 Приложения Г. Для этого необходимо получить $K'_{\text{пр}}$ – приведенную предельную кратность первичного тока, при которой полная погрешность ε в установившемся режиме при заданной нагрузке не превышает 10 %.

В связи с отсутствием кривых предельной кратности для рассматриваемого в примере ТТ по известным параметрам нагрузки ТТ и сопротивлениям вторичной обмотки рассчитывается значение предельной кратности по выражению

$$K_{\text{пр}} \approx \frac{K_{\text{пр,ном}}\sqrt{R_{\text{обм2}}^2 + 1{,}6R_{\text{обм2}}Z_{\text{нг,ном}} + Z_{\text{нг,ном}}^2}}{R_{\text{обм2}} + R_{\text{нг}}} =$$

$$= \frac{25\sqrt{0{,}42^2 + 1{,}6 \cdot 0{,}42 \cdot 1{,}2 + 1{,}2^2}}{0{,}42 + 0{,}6} = 38{,}2.$$

Затем рассчитывается значение приведенной предельной кратности:

$$K'_{\text{пр}} = \frac{I_{\text{ном, тт, перв, НН}} K_{\text{пр}}}{I_{\text{ном,НН}}} = \frac{2000 \cdot 38{,}2}{1400} = 54{,}6\,.$$

Полученное значение приведенной предельной кратности должно удовлетворять условию:

$$K'_{\text{пр}} = 54{,}6 \geq I_{\text{кз,внеш,макс}*} = 10{,}5\,;$$

где $I_{\text{кз,внеш,макс}*} = \frac{I_{\text{кз,внеш,макс}}}{I_{\text{ном,ВН}}} = \frac{840}{80} = 10{,}5$ – относительный максимальный ток при внешнем КЗ;

$I_{\text{кз,внеш,макс}} = 840$ А – максимальный ток, протекающий через защищаемый трансформатор при внешнем КЗ (точка К1 на рисунке 1.4), приведенный к стороне ВН.

Условие выполняется, значит, рассматриваемый ТТ со стороны НН соответствует требованиям к ТТ в схемах дифференциальной токовой защиты устройства RET 521.

Проверка ТТ для стороны ВН выполняется аналогично и в данном примере не рассматривается.

1.10.4 Параметрирование данных об аналоговых входах и о защищаемом трансформаторе

Параметрирование данных об аналоговых входах и о защищаемом трансформаторе выполняется в соответствии с разделом Б.1 Приложения Б.

1.10.4.1 Параметрирование данных об аналоговых входах

В данном примере имеются только токовые входы. Для каждого аналогового токового входа устройства задаются параметры Input CT Tap (номинальный ток входа устройства защиты, 1 А или 5 А в зависимости от используемого отвода токового входа устройства), CT prim (номинальный первичный ток ТТ), CT sec (номинальный вторичный ток ТТ) и CT star point (сторона заземления группы защитных ТТ). Параметр CT star point для обеих сторон принимается равным «From Object», т.к. ТТ заземлены вне защищаемой зоны (см.рисунок 1.4).

Для аналоговых входов трех фаз, к которым подключены ТТ со стороны ВН, параметры задаются одинаково в соответствии с таблицей 1.10, а для аналоговых входов со стороны НН – в соответствии с таблицей 1.11.

Таблица 1.10 – Перечень параметров для токовых входов от ТТ со стороны ВН

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	Выбранное значение
Input CT Tap	A	1 или 5	–	5
CT prim	A	1 – 99999	1	150
CT sec	A	1 или 5	–	5
CT star point	–	To Object From Object	–	From Object

Таблица 1.11 – Перечень параметров для токового входа от ТТ со стороны НН

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	Выбранное значение
Input CT Tap	A	1 или 5	–	5
CT prim	A	1 – 99999	1	2000
CT sec	A	1 или 5	–	5
CT star point	–	To Object From Object	–	From Object

1.10.4.2 Параметрирование данных о двухобмоточном трансформаторе

Параметр VectorGroup 2W в соответствии с исходными данными принимается равным Yd11.

Номинальная мощность Sr и номинальные напряжения сторон Ur1 и Ur2 задаются в соответствии с исходными данными защищаемого трансформатора, т.е. равными соответственно

Sr = $S_{ном}$ = 16 МВА;

Ur1 = $U_{ном,ВН}$ = 115 кВ;

Ur2 = $U_{ном,НН}$ = 6,6 кВ.

Номинальные токи обмоток ВН и НН, соответственно Ir1 и Ir2, рассчитываются по выражениям

$$Ir1 = \frac{Sr}{\sqrt{3} \cdot Ur1} = \frac{16\,000\,000}{\sqrt{3} \cdot 115\,000} = 80\,(A),$$

$$Ir2 = \frac{Sr}{\sqrt{3} \cdot Ur2} = \frac{16\,000\,000}{\sqrt{3} \cdot 6\,600} = 1400\,(A).$$

Выбранные параметры представлены в таблице 1.12.

Таблица 1.12 – Перечень параметров защищаемого трансформатора, подлежащих заданию в устройстве RET 521

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Выбранное значение
VectorGroup 2W	–	Yy00 Yy02 … Dd08 Dd10	–	Yy00	Yd11

Sr	МВА	0,1 – 9999,9	0,1	173,2	16,0
Ir1	А	1 – 99999	1	1000	80
Ur1	кВ	0,1 – 999,9	0,1	100,0	115,0
Ir2	А	1 – 99999	1	1000	1400
Ur2	кВ	1,0 – 999,9	0,1	100,0	6,6

Выбор опорной стороны осуществляется защитой автоматически. Для двухобмоточного трансформатора в качестве опорной всегда выбирается сторона ВН, т.е. номинальный ток опорной стороны принимается равным $I_{\text{ном,опор}} = I_{\text{ном,ВН}} = 80$ А.

1.10.4.3 Параметрирование данных об устройстве РПН

В соответствии с исходными данными и в соответствии с рисунком 1.5 параметр NoOfTaps, определяющий количество отпаек устройства РПН, примем равным 15. Номер номинальной отпайки (отпайки, соответствующей номинальному коэффициенту трансформации) – параметр RatedTap – примем равным 10.

Напряжения для минимальной (первой) и максимальной (последней) отпаек рассчитаем соответственно по выражениям:

$$\text{MinTapVolt age} = U_{\text{ном,ВН}}\left(1-\frac{U_{(-\text{РО})}}{100\,\%}\right) = 115\left(1-\frac{9\times 1{,}77\,\%}{100\,\%}\right) = 96{,}7\ (\text{кВ}),$$

$$\text{MaxTapVolt age} = U_{\text{ном,ВН}}\left(1+\frac{U_{(+\text{РО})}}{100\,\%}\right) = 115\left(1+\frac{5\times 1{,}77\,\%}{100\,\%}\right) = 125{,}2\ (\text{кВ}).$$

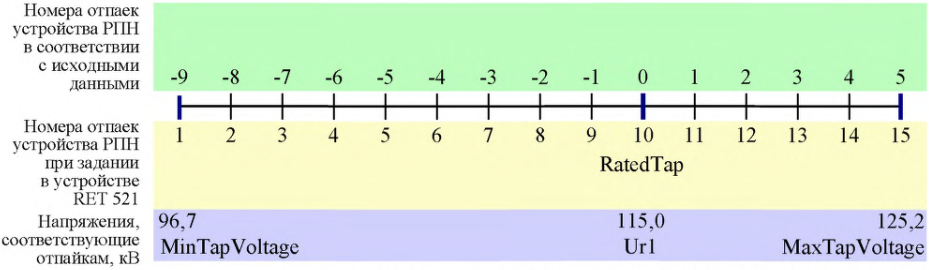


Рисунок 1.5 – Расчет количества отпаек устройства РПН

Выбранные параметры представлены в таблице 1.13.

Таблица 1.13 – Перечень параметров устройства РПН, подлежащих заданию в устройстве защиты

Обозначение параметра	**Единица измерения**	**Диапазон**	**Шаг**	**По умолчанию**	**Выбранное значение**
NoOfTaps	–	1 – 64	1	20	15
RatedTap	–	1 – 64	1	10	10
MinTapVoltage	кВ	0.1 – 999,9	0,1	100,0	96,7
MaxTapVoltage	кВ	0.1 – 999,9	0,1	100,0	125,2

1.10.5 Расчет и выбор параметров срабатывания дифференциальной токовой защиты

Расчет и выбор параметров срабатывания дифференциальной токовой защиты, выполненной на базе функции DIFP устройства RET 521, производится в соответствии с п.1.2.1.

1.10.5.1 Активизация функции DIFP

Параметр Активизация для функции DIFP принимается равным «Вкл» для активизации функции дифференциальной защиты.

1.10.5.2 Начальный дифференциальный ток срабатывания Idmin

Относительный начальный дифференциальный ток срабатывания Idmin рассчитывается по условию отстройки от токов небаланса в переходных режимах работы трансформатора при малых сквозных токах по выражению

$$\text{Idmin} = K_{\text{отс}} K_{\text{нб,расч}} I_{\text{торм,расч}*} 100\% = 1{,}2 \cdot 0{,}22 \cdot 1{,}25 \cdot 100\% = 33\%,$$

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

$K_{\text{нб,расч}} = \sqrt{(K'_{\text{пер}} \varepsilon_{\text{ТТ}*} + \varepsilon_{\text{ПТТ}*})^2 + (2(\Delta U_{\text{рег}*} + \Delta f_{\text{выр}*}))^2 + (U_{\text{рег}*} + \Delta f_{\text{выр}*})^2} =$ – расчетный коэффициент небаланса;

$= \sqrt{(1{,}0 \cdot 0{,}1 + 0)^2 + (2(0{,}17 + 0{,}02))^2 + (0{,}17 + 0{,}02)^2} = 0{,}22$

$K'_{\text{пер}} = 1{,}0$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс. Принимается в соответствии с таблицей 1.6 для силового трансформатора мощностью не более 40 МВА, со стороны НН которого нет подключенных токоограничивающих реакторов;

$\varepsilon_{\text{ТТ}*} = 0{,}1$ – полная относительная погрешность трансформаторов тока в установившемся режиме;

$\varepsilon_{\text{ПТТ}*}$ – полная относительная погрешность промежуточных трансформаторов тока. Принимается равной $\varepsilon_{\text{ПТТ}*} = 0$, т.к. ПТТ не используются;

– относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора. Принимается равной максимальному значению реального диапазона регулирования из возможных в сторону уменьшения и в сторону увеличения;

$\Delta f_{\text{выр}*} = 0{,}02$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч, принимается в соответствии с п.1.10.2;

$I_{\text{торм,расч}*} = 1{,}25$ – относительный тормозной ток, который соответствует току трансформатора в переходных режимах работы при малых сквозных токах. Принимается равным границе первого (горизонтального) участка тормозной характеристики.

Полученное значение параметра срабатывания 33 % больше минимального рекомендуемого значения 20 %. Параметр срабатывания Idmin принимается равным 33 %.

1.10.5.3 Номер тормозной характеристики CharactNo

Коэффициент торможения рассчитывается по выражению:

$$K_{\text{торм,расч*}} \geq \frac{I_{\text{диф,расч*}} - \text{Idmin}/100\,\%}{I_{\text{торм,расч*}} - 1{,}25} = \frac{1{,}08 - 33\,\%/100\,\%}{3{,}0 - 1{,}25} = 0{,}43,$$

где $I_{\text{диф,расч*}} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб,расч}} \cdot I_{\text{торм,расч*}} = 1{,}2 \cdot 0{,}30 \quad 3{,}0 = 1{,}08$ – расчетный дифференциальный ток;

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

$$K_{\text{нб,расч}} = \sqrt{(K''_{\text{пер}}\varepsilon_*)^2 + (2(\Delta U_{\text{рег*}} + \Delta f_{\text{выр*}}))^2 + (U_{\text{рег*}} + \Delta f_{\text{выр*}})^2} =$$

$$= \sqrt{(2 \cdot 0{,}1)^2 + (2(0{,}17 + 0{,}02))^2 + (0{,}17 + 0{,}02)^2} = 0{,}30$$

– расчетный коэффициент небаланса. В соответствии с таблицей 1.7 для силового трансформатора мощностью не более 40 МВА, со стороны НН которого нет подключенных токоограничивающих реакторов, коэффициент переходного режима принимается равным $K''_{\text{пер}} = 2{,}0$;

$I_{\text{торм,расч*}} = 3{,}0$ – относительный тормозной ток, который соответствует сквозному току при внешнем КЗ.

В соответствии с таблицей 1.5 выбирается характеристика с ближайшим большим значением $K_{\text{торм1}}$ по отношению к полученному значению коэффициента торможения $K_{\text{торм,расч*}} = 0{,}43$, т.е. номер тормозной характеристики CharactNo принимается равным 5.

1.10.5.4 Проверка чувствительности дифференциальной защиты

Для проверки чувствительности рассмотрим минимальный ток при междуфазном КЗ на стороне НН (точка К2 на рисунке 1.4), при этом $I_{\text{кз,мин}} = 462$ А. Токораспределение в рассматриваемом режиме показано на рисунке 1.6а.

В соответствии с принципом действия устройства RET 521 расчетные значения дифференциального и тормозного токов в рассматриваемом режиме равны

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

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

Тогда расчетные значения относительных дифференциального и тормозного токов равны соответственно

$$I_{\text{диф,расч*}} = \frac{I_{\text{диф,расч}}}{I_{\text{ном,опор}}} = \frac{462}{80} = 5{,}78,$$

$$I_{\text{торм,расч*}} = \frac{I_{\text{торм,расч}}}{I_{\text{ном,опор}}} = \frac{462}{80} = 5{,}78.$$

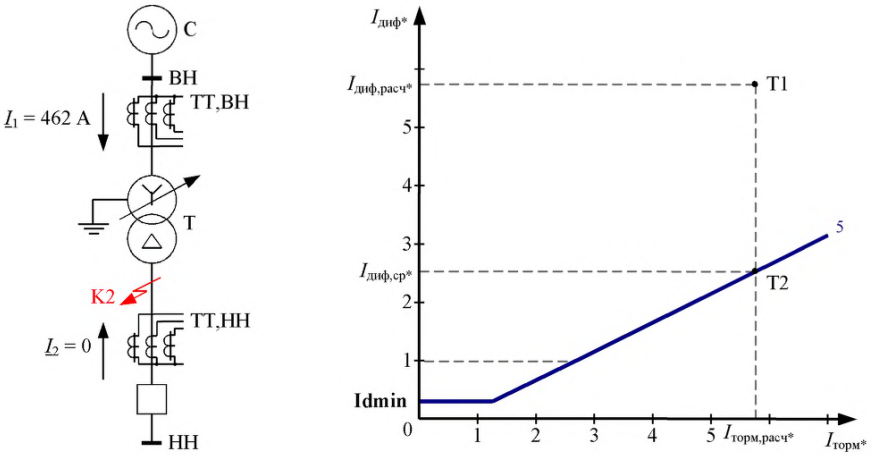
Так как полученный относительный расчетный тормозной ток больше начального тока торможения $I_{\text{торм,расч*}} = 5{,}78 > 1{,}25$, что соответствует наклонному участку характеристики, **чувствительность проверять не требуется**.

В качестве примера убедимся в обеспечении чувствительности в рассматриваемом режиме. Соответствующая ему точка на рисунке 1.6б обозначена как Т1. С учетом выбранных параметров характеристики срабатывания определяется относительный дифференциальный ток срабатывания при известном расчетном тормозном токе, т.е. дифференциальный ток в точке Т2: $I_{диф,ср*} = 2,55$.

Затем выполняется проверка чувствительности по выражению:

$$K_ч = \frac{I_{диф,расч*}}{I_{диф,ср*}} = \frac{5,78}{2,58} = 2,2 > 2,0 .$$

Полученный коэффициент чувствительности $K_ч = 2,2$ больше минимального допустимого значения 2,0, т.е. требуемая чувствительность при выбранных параметрах тормозной характеристики обеспечивается.



а) б)

Рисунок 1.6 – Проверка чувствительности дифференциальной защиты

1.10.5.5 Ток срабатывания дифференциальной отсечки Idunre

Расчет и выбор параметра срабатывания токового органа дифференциальной отсечки Idunre должен быть выполнен с учетом двух условий:

– обеспечение отстройки от режима броска тока намагничивания;

– обеспечение отстройки от режима максимального тока, текущего через защищаемый трансформатор при внешнем КЗ.

По условию отстройки от режима максимального сквозного тока при внешних повреждениях параметр срабатывания рассчитывается по выражению

$$\text{Idunre} \geq K_{отс} K_{нб(1)} I_{кз,макс*} 100\% = 1,2 \cdot 0,65 \cdot 19,6 \cdot 100\% = 1529\%,$$

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

$K_{нб(1)} = 0{,}65$ – отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока, текущего через защищаемый трансформатор при внешнем повреждении. Принимается для двухобмоточного трансформатора при использовании с обеих сторон ТТ с вторичным номинальным током 5 А;

$I_{кз,макс*} = \frac{I_{кз,макс}}{I_{ном,опор}} = \frac{1568}{80} = 19{,}6$ – относительный максимальный ток при внешнем трехфазном КЗ;

$I_{кз,макс} = 1568$ А – максимальный ток при внешнем трехфазном КЗ (точка К1 на схеме 1.4), приведенный к опорной стороне;

$I_{ном,опор} = 80$ А – номинальный ток опорной стороны (стороны ВН) защищаемого трансформатора.

Полученное значение параметра удовлетворяет условию обеспечения отстройки от режима броска намагничивающего тока:

$$\text{Idunre} = 1529\ \% \geq 500\ \%.$$

С учетом рекомендации округлять итоговое значение до десятков параметр срабатывания принимается равным Idunre = 1530 %.

1.10.5.6 Алгоритм блокировки дифференциальной защиты по второй гармонике StabByOption

Параметр StabByOption, определяющий алгоритм блокировки защиты по второй гармонике, принимается равным «Всегда».

1.10.5.7 Параметр срабатывания блокировки дифференциальной защиты по второй гармонике I2/I1ratio

Блокировка дифференциальной защиты по второй гармонике реагирует на соотношение амплитуд второй и первой гармонических составляющих дифференциального тока. Параметр срабатывания блокировки I2/I1ratio принимается равным 14 %.

1.10.5.8 Параметр срабатывания блокировки дифференциальной защиты по пятой гармонике I5/I1ratio

Блокировка дифференциальной защиты по пятой гармонике реагирует на соотношение амплитуд пятой и первой гармоник дифференциального тока. Параметр срабатывания блокировки I5/I1ratio принимается равным 25 %.

1.10.5.9 Активизация функции вычитания токов нулевой последовательности ZSCSub

В данном примере рассматривается трансформатор с заземленной обмоткой со стороны ВН (Yo/D-11). В этом случае вычитание токов нулевой последовательности обеспечивается всегда, т.е. параметр ZSCSub влияния не оказывает, поэтому может быть принят равным «Выкл».

1.10.5.10 Активизация поперечной блокировки CrossBlock

Параметр **CrossBlock**, предназначенный для включения или отключения поперечной блокировки, принимается равным «Выкл».

1.10.6 Перечень выбранных параметров функции дифференциальной защиты

Выбранные параметры функции дифференциальной защиты устройства сведены в таблицу 1.14.

Таблица 1.14 – Перечень параметров срабатывания устройства RET 521

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Рассчитанное значение
Активизация	–	Выкл Вкл	–	Выкл	Вкл
Idmin	% от $I_{ном,опор}$	10 – 50	1	40	33
CharactNo	–	1, 2, 3, 4, 5	–	5	5
Idunre	% от $I_{ном,опор}$	500 – 2500	1	600	820
StabByOption	–	По условию Всегда	–	Всегда	Всегда
I2/I1ratio	%	10 – 25	1	15	14
I5/I1ratio	%	10 – 50	1	25	25
ZSCSub	–	Выкл Вкл	–	Вкл	Вкл
CrossBlock	–	Выкл Вкл	–	Вкл	Вкл

1.10.7 Расчет и выбор параметров срабатывания дифференциальной токовой защиты нулевой последовательности

Расчет и выбор параметров срабатывания дифференциальной токовой защиты нулевой последовательности, выполненной на базе функции REF устройства RET 521, производится в соответствии с п.1.3.

1.10.7.1 Активизация функции REF

Параметр Активизация для функции REF принимается равным «Вкл» для активизации функции дифференциальной защиты нулевой последовательности.

1.10.7.2 Начальный дифференциальный ток срабатывания Idmin (IdMin)

Начальный дифференциальный ток срабатывания Idmin рассчитаем по условию отстройки от токов небаланса в переходных режимах работы трансформатора (автотрансформатора) при малых сквозных токах и рассчитывается по выражению

$$\text{Idmin} = K_{\text{отс}} K_{\text{нб,расч}} I_{\text{торм,расч*}} 100\% = 1{,}2 \cdot 0{,}10 \cdot 1{,}25 \cdot 100\% = 15\%,$$

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

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

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

$$= \sqrt{(1{,}0 \cdot 0{,}1 + 0)^2 + (2 \cdot 0{,}02)^2 + (0{,}02)^2} = 0{,}10,$$

$K'_{\text{пер}} = 1{,}0$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс. Принимается в соответствии с таблицей 1.6 для силового трансформатора мощностью не более 40 МВА, со стороны НН которого нет подключенных токоограничивающих реакторов;

$\varepsilon_{\text{ТТ*}} = 0{,}1$– полная относительная погрешность трансформаторов тока, к которым подключается защита;

$\varepsilon_{\text{ПТТ*}}$ – полная относительная погрешность промежуточных трансформаторов тока. Принимается равной $\varepsilon_{\text{ПТТ*}} = 0$, т.к. ПТТ не используются;

$\Delta f_{\text{выр*}} = 0{,}02$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч, принимается в соответствии с п.1.10.2;

$I_{\text{торм,расч*}} = 1{,}25$ – относительный тормозной ток, который соответствует току трансформатора в переходных режимах работы при малых сквозных токах. Принимается равным границе первого (горизонтального) участка тормозной характеристики.

С учетом рекомендации ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» значение параметра Idmin принимается равным 20 %.

1.10.7.3 Угол срабатывания гоа

Параметр по углу срабатывания гоа принимаем равной 60°.

1.11 Пример расчета и выбора параметров срабатывания защиты автотрансформатора 220 кВ на базе устройства RET 670

1.11.1 Исходные данные

В настоящем примере показан расчет параметров срабатывания устройства RET 670 при его использовании для защиты трехфазного автотрансформатора типа АТДЦТН-125000/230 с параметрами, представленными в таблице 1.15. Исходная схема защищаемого автотрансформатора и прилегающей сети приведена на рисунке 1.7.

Таблица 1.15 – Параметры защищаемого автотрансформатора

Наименование параметра	Обозначение параметра	Единица измерения	Значение
Схема соединения	–	–	Yавто/D-0-11
Номинальная мощность	$S_{\text{ном}}$	МВА	125
Номинальное напряжение обмотки ВН	$U_{\text{ном,ВН}}$	кВ	230

Наименование параметра	Обозначение параметра	Единица измерения	Значение
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: $K_{ТТ,ВН} = 750/5$, $K_{ТТ,СН} = 1000/5$ и $K_{ТТ,НН} = 3000/5$.

В примере рассмотрены следующие вопросы:

– проверка обеспечения цифрового выравнивания токов плеч защищаемого АТ;

– 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 1.22.

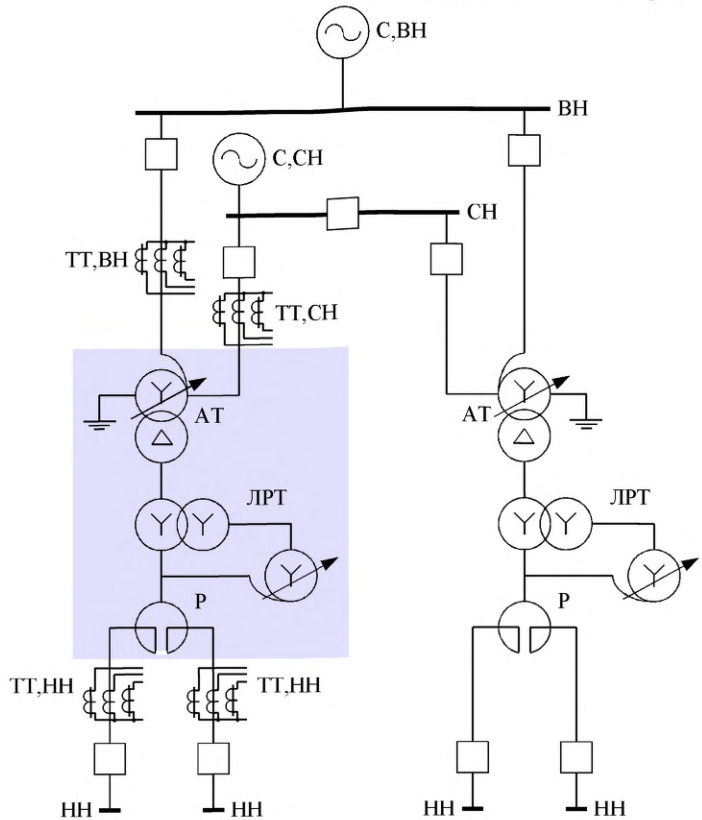


Рисунок 1.7 – Исходная схема защищаемого автотрансформатора и прилегающей сети

1.11.2 Проверка обеспечения цифрового выравнивания (масштабирования) токов плеч защищаемого автотрансформатора

Проверка обеспечения цифрового выравнивания токов плеч выполняется в соответствии с п.В.1 Приложения В. Для этого сначала рассчитываются вторичные токи ТТ сторон ВН, СН и НН в номинальном режиме работы защищаемого автотрансформатора

$$I_{\text{ном, вт,ВН}} = \frac{I_{\text{ном,ВН}}}{K_{\text{ТТ,ВН}}} = \frac{314}{750/5} = 2{,}09\,(\text{А}),$$

$$I_{\text{ном, вт,СН}} = \frac{I_{\text{ном,СН}}}{K_{\text{ТТ,СН}}} = \frac{596}{1000/5} = 2{,}98\,(\text{А}),$$

$$I_{\text{ном, вт,НН}} = \frac{I_{\text{ном,НН}}}{K_{\text{ТТ,НН}}} = \frac{6561}{3000/5} = 10{,}94\,(\text{А}),$$

где $I_{\text{ном,ВН}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном,ВН}}} = \frac{125\,000\,000}{\sqrt{3} \cdot 230\,000} = 314\,(\text{А})$,

$I_{\text{ном,СН}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном,СН}}} = \frac{125\,000\,000}{\sqrt{3} \cdot 121000} = 596\,(\text{А})$ и

$I_{\text{ном,НН}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном,НН}}} = \frac{125\,000\,000}{\sqrt{3} \cdot 11000} = 6561(\text{А})$ – номинальные токи защищаемого АТ сторон ВН, СН и НН соответственно.

В соответствии с таблицей В.1.1 номинальные токи входов устройства для плеч защиты сторон ВН, СН и НН принимаются равными 5 А, а относительная погрешность выравнивания принимается равной максимальному значению из соответствующих трем рассматриваемым сторонам $\Delta f_{\text{выр}*} = 0{,}03$.

Затем производится проверка выполнения условия (В.1.2) для всех сторон автотрансформатора

$$0{,}1 < \frac{I_{\text{ном, вт,ВН}}}{I_{\text{ном, т,ВН}}} = \frac{2{,}09}{5} = 0{,}42 < 4\,,$$

$$0{,}1 < \frac{I_{\text{ном, вт,СН}}}{I_{\text{ном, т,СН}}} = \frac{2{,}98}{5} = 0{,}60 < 4\,,$$

$$0{,}1 < \frac{I_{\text{ном, вт,НН}}}{I_{\text{ном, т,НН}}} = \frac{10{,}94}{5} = 2{,}19 < 4\,.$$

где $I_{\text{ном,т,ВН}} = 5$ А, $I_{\text{ном,т,СН}} = 5$ А и $I_{\text{ном,т,НН}} = 5$ А – номинальные токи входов устройства для плеч защиты сторон ВН, СН и НН.

Для всех сторон условия выполняются, т.е. цифровое выравнивание амплитуд (модулей) токов плеч обеспечивается.

1.11.3 Проверка обеспечения требований к трансформаторам тока в схемах дифференциальной токовой защиты

Проверка обеспечения требований к трансформаторам тока в схемах дифференциальной токовой защиты выполняется в соответствии с п.Г.1 Приложения Г.

В данном примере ТТ всех сторон удовлетворяют требованиям производителя, сама проверка не показана.

1.11.4 Параметрирование данных об аналоговых входах и о защищаемом АТ

Параметрирование данных об аналоговых входах и о защищаемом автотрансформаторе выполняется в соответствии с п.Б.2 Приложения Б.

1.11.4.1 Параметрирование данных об аналоговых входах

В данном примере имеются только токовые входы.

Для аналоговых входов трех фаз, к которым подключены ТТ со стороны ВН, параметры задаются одинаково в соответствии с таблицей 1.16,

со стороны СН – в соответствии с таблицей 1.17, со стороны НН – в соответствии с таблицей 1.18.

Параметр CTStarPoint для всех сторон принимается равным «From Object», т.к. ТТ заземлены вне защищаемой зоны (см.рисунок 1.7).

Таблица 1.16 – Перечень параметров для токовых входов от ТТ со стороны ВН

Обозначение параметра	**Единица измерения**	**Диапазон**	**Шаг**	**По умолчанию**	**Выбранное значение**
NAMECH	–	13 символов	–	–	ВН А / ВН В / ВН С
CTStarPoint	A	From Object To Object	–	To Object	From Object
CTsec	A	1 – 10	1	1	5
CTprim	A	1 – 99999	1	3000	750

Таблица 1.17 – Перечень параметров для токовых входов от ТТ со стороны СН

Обозначение параметра	**Единица измерения**	**Диапазон**	**Шаг**	**По умолчанию**	**Выбранное значение**
NAMECH	–	13 символов	–	–	СН А / СН В / СН С
CTStarPoint	A	From Object To Object	–	To Object	From Object
CTsec	A	1 – 10	1	1	5
CTprim	A	1 – 99999	1	3000	1000

Таблица 1.18 – Перечень параметров для токовых входов от ТТ со стороны НН

Обозначение параметра	**Единица измерения**	**Диапазон**	**Шаг**	**По умолчанию**	**Выбранное значение**
NAMECH	–	13 символов	–	–	НН А / НН В / НН С
CTStarPoint	A	From Object To Object	–	To Object	From Object
CTsec	A	1 – 10	1	1	5
CTprim	A	1 – 99999	1	3000	3000

1.11.4.2 Параметрирование данных об автотрансформаторе

Номинальные напряжения сторон RatedVoltageW1, RatedVoltageW2 и RatedVoltageW3 задаются в соответствии с исходными данными защищаемого автотрансформатора, т.е. равными соответственно

RatedVoltageW1 = $U_{ном,ВН}$ = 230 кВ;

RatedVoltageW2 = $U_{ном,СН}$ = 121 кВ;

RatedVoltageW3 = $U_{ном,НН}$ = 11 кВ;

Номинальные токи обмоток ВН, СН и НН, соответственно RatedCarrentW1, RatedCarrentW2 и RatedCarrentW3, рассчитываются по выражениям

$$\text{RatedCurrentW1} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3}\cdot \text{RatedVoltageW1}} = \frac{125\,000\,000}{\sqrt{3}\cdot 230\,000} = 314\,(\text{A}),$$

$$\text{RatedCurrentW2} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3}\cdot \text{RatedVoltageW2}} = \frac{125\,000\,000}{\sqrt{3}\cdot 121000} = 596\,(\text{A}),$$

$$\text{RatedCurrentW3} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3}\cdot \text{RatedVoltageW3}} = \frac{125\,000\,000}{\sqrt{3}\cdot 11000} = 6561\,(\text{A}).$$

Схемы соединения обмоток автотрансформатора (звезда или треугольник) для сторон ВН, СН и НН задаются следующими:

ConnectTypeW1 – «Wye (Y)»;

ConnectTypeW2 – «Delta (Y)»;

ConnectTypeW3 – «Delta (D)»;

ClockNumberW2 – «0»;

ClockNumberW3 – «11».

Алгоритм защиты должен работать с вычитанием токов нулевой последовательности для сторон ВН и СН, а для стороны НН вычитание токов нулевой последовательности не должно использоваться. Поэтому параметры ZSCurrSubtrW1 и ZSCurrSubtrW2 установим в положение «On», а параметр ZSCurrSubtrW3 – в положение «Off».

Так как со сторон ВН и СН защищаемого АТ не предусмотрено два входа ТТ, параметры **TconfigForW1** и **TconfigForW2** устанавливаются в положение «No». При этом параметры **CT1RatingW1**, **CT2RatingW1**, **CT1RatingW2** и **CT2RatingW2** влияния на работу защиты не оказывают и могут быть приняты равными значениям по умолчанию.

Со стороны НН предусмотрена схема с двумя выключателями, поэтому параметр **TconfigForW3** должен быть установлен в положение «Yes». При этом оба ТТ имеют первичный номинальный ток, равный 3000 А, поэтому параметры **CT1RatingW3** и **CT2RatingW3** принимаются равными 3000.

Выбранные параметры представлены в таблице 1.19.

Таблица 1.19 – Перечень параметров АТ, подлежащих заданию в устройстве

Обозначение параметра	**Единица измерения**	**Диапазон**	**Шаг**	**По умолчанию**	**Выбранное значение**
RatedVoltageW1	кВ	0,05 – 2000,00	0,05	400,00	230,00
RatedVoltageW2	кВ	0,05 – 2000,00	0,05	231,00	121,00
RatedVoltageW3	кВ	0,05 – 2000,00	0,05	10,50	11,00
RatedCurrentW1	А	1 – 99999	1	577	314
RatedCurrentW2	А	1 – 99999	1	1000	596
RatedCurrentW3	А	1 – 99999	1	7173	6561
ConnectTypeW1	–	Wye (Y)	–	Wye (Y)	Wye (Y)

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Выбранное значение
		Delta (D)			
ConnectTypeW2	–	Wye (Y) Delta (D)	–	Wye (Y)	Wye (Y)
ConnectTypeW3	–	Wye (Y) Delta (D)	–	Delta (D)	Delta (D)
ClockNumberW2	–	0, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11	–	0	0
ClockNumberW3	–	0, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11	–	5	11
ZSCurrSubtrW1	–	Off On	–	On	On
ZSCurrSubtrW2	–	Off On	–	On	On
ZSCurrSubtrW3	–	Off On	–	On	Off
TconfigForW1	–	No Yes	–	No	No
CT1RatingW1	A	1 – 99999	1	3000	3000
CT2RatingW1	A	1 – 99999	1	3000	3000
TconfigForW2	–	No Yes	–	No	No
CT1RatingW2	A	1 – 99999	1	3000	3000
CT2RatingW2	A	1 – 99999	1	3000	3000
TconfigForW3	–	No Yes	–	No	Yes
CT1RatingW3	A	1 – 99999	1	3000	3000
CT2RatingW3	A	1 – 99999	1	3000	3000

1.11.4.3 Параметрирование данных об устройстве РПН

В соответствии с исходными данными используется только одно устройство РПН – обмотки ВН (W1 – в соответствии с принятыми выше уставками), поэтому параметр LocationOLTC1 принимается равным «Winding1(W1)», а параметр LocationOLTC2 = «NotUsed».

Теперь необходимо задать значения только для первого комплекта параметров устройства РПН. В соответствии с рисунком 1.8 параметры LowTapPosOLTC1, RatedTapOLTC1 и HighTapPsOLTC1 примем соответственно равными 1, 9 и 17.

Изменение напряжения при переключении на соседнюю ступень регулирования в соответствии с исходными данными StepSizeOLTCn = 1,5 %.

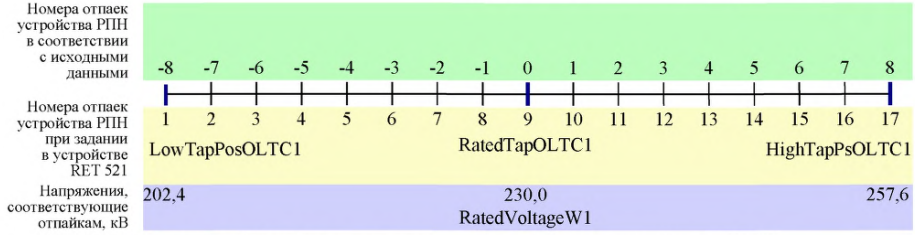


Рисунок 1.8 – Расчет количества отпаек устройства РПН

Выбранные параметры представлены в таблице 1.20.

Таблица 1.20 – Перечень параметров устройства РПН, подлежащих заданию в устройстве защиты

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Выбранное значение
LocationOLTC1	–	NotUsed Winding1(W1) Winding2(W2) Winding3(W3)	–	NotUsed	Winding1(W1)
LowTapPosOLTC 1	–	0 – 10	1	1	1
RatedTapOLTC1	–	1 – 100	1	6	9
HighTapPsOLTC1	–	1 – 100	1	11	17
StepSizeOLTC1	%	0,01 – 30,00	0,01	1,00	1,50
LocationOLTC2	–	NotUsed Winding1(W1) Winding2(W2) Winding3(W3)	–	NotUsed	NotUsed
LowTapPosOLTC 2	–	0 – 10	1	1	1
RatedTapOLTC2	–	1 – 100	1	6	6
HighTapPsOLTC2	–	1 – 100	1	11	11
StepSizeOLTC2	%	0,01 – 30,00	0,01	1,00	1,00

1.11.5 Расчет и выбор параметров срабатывания дифференциальной токовой защиты устройства RET 670

Расчет и выбор параметров срабатывания дифференциальной токовой защиты устройства RET 670 выполняется в соответствии с п.1.2.2.

1.11.5.1 Активизация функции PDIF

Параметр Operation принимается равным «On» для активизации функции дифференциальной защиты.

1.11.5.2 Начальный тормозной ток EndSection1

Параметр EndSection1, определяющий тормозной ток, соответствующий концу Участка 1 тормозной характеристики (рисунок 1.2), принимается равным 1,15.

1.11.5.3 Начальный дифференциальный ток срабатывания IdMin

Начальный дифференциальный ток срабатывания IdMin рассчитывается по условию отстройки от токов небаланса в переходных режимах работы автотрансформатора при малых сквозных токах по выражению

$$\text{IdMin} = K_{\text{отс}} K_{\text{нб,расч}} \text{EndSection1} = 1{,}2 \cdot 0{,}23 \cdot 1{,}15 = 0{,}32,$$

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

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

$= \sqrt{(1{,}5 \cdot 0{,}1 + 0)^2 + 2(0{,}12 + 0{,}03) + (0{,}12 + 0{,}03)^2} = 0{,}23$

коэффициент небаланса:

$K'_{\text{пер}} = 1{,}5$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс. Принимается в соответствии с таблицей 1.6 для силовых трансформаторов и автотрансформаторов мощностью 63 МВА и более;

$\varepsilon_{\text{ТТ*}} = 0{,}1$ – полная относительная погрешность трансформаторов тока в установившемся режиме;

$\varepsilon_{\text{ПТТ*}}$ – полная относительная погрешность промежуточных трансформаторов тока. Принимается равной $\varepsilon_{\text{ПТТ*}} = 0$, т.к. ПТТ не используются;

$$\Delta U_{\text{рег*}} = \frac{\max\left(U_{(-\text{РО})}; U_{(+\text{РО})}\right)}{100\%} = \frac{\max(2\%; 12\%)}{100\%} = 0{,}12$$ – относительная

погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора;

$\Delta f_{\text{выр*}} = 0{,}03$ о.е. – относительная погрешность выравнивания токов плеч, которая задается в соответствии с п.1.11.2.

Полученное значение параметра срабатывания IdMin = 0,32 больше минимального рекомендуемого значения 0,20. Параметр срабатывания **IdMin** принимается равным 0,32.

1.11.5.4 Тормозной ток конца второго (первого наклонного) участка EndSection2

Параметр EndSection2, определяющий тормозной ток, соответствующий концу Участка 2 тормозной характеристики, принимается равным 2.

1.11.5.5 Коэффициент торможения второго (первого наклонного) участка SlopeSection2

Коэффициент торможения первого наклонного участка тормозной характеристики рассчитается по выражению:

$$\text{SlopeSection2} \geq \frac{I_{\text{диф,расч}} - \text{IdMin}}{\text{EndSection2} - \text{EndSection2}} \cdot 100\,\% = \frac{0{,}70 - 0{,}32}{2{,}00 - 1{,}15} \cdot 100\,\% = 44{,}7\,\%,$$

где $I_{\text{диф,расч}} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб,расч}} \cdot \text{EndSection2} = 1{,}1 \cdot 0{,}32 \cdot 2 = 0{,}70$ – расчетный дифференциальный ток;

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

$K_{\text{нб,расч}} = \sqrt{(K''_{\text{пер}} \varepsilon_{\text{ТТ*}} + \varepsilon_{\text{ПТТ*}})^2 + 2(\Delta U_{\text{рег*}} + \Delta f_{\text{выр*}}) + (U_{\text{рег*}} + \Delta f_{\text{выр*}})^2} = \sqrt{(2{,}5 \cdot 0{,}1 + 0)^2 + 2(0{,}12 + 0{,}03) + (0{,}12 + 0{,}03)^2} = 0{,}32$ – расчетный коэффициент небаланса. В соответствии с таблицей 1.7 для силовых трансформаторов и автотрансформаторов мощностью 63 МВА и более, коэффициент переходного режима $K''_{\text{пер}} = 2{,}5$;

IdMin = 0,32 – выбранный параметр срабатывания по минимальному дифференциальному току;

EndSection2 = 2 – выбранный параметр, который определяет тормозной ток конца Участка 2;

EndSection1 = 1,15 – выбранный параметр, который определяет тормозной ток конца Участка 1.

Параметр SlopeSection2 принимается равным 45 %.

1.11.5.6 Коэффициент торможения третьего (второго наклонного) участка SlopeSection3

Параметр SlopeSection3, определяющий коэффициент торможения второго наклонного участка тормозной характеристики (Участок 3 на рисунке 1.2), принимается равным 50 %.

1.11.5.7 Проверка чувствительности дифференциальной защиты

Для проверки чувствительности определяется 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			$I_{\text{диф,расч*}}$	$I_{\text{торм,расч*}}$
		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

№	Режим	Ток со стороны			$I_{диф,расч*}$	$I_{торм,расч*}$
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
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

№	Режим	Ток со стороны			$I_{диф,расч*}$	$I_{торм,расч*}$
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
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

В соответствии с п.Д.1 Приложения Д для проверки чувствительности на горизонтальном участке характеристики рассматриваются те режимы, в которых $I_{торм,расч*} <$ EndSection1. По данным таблицы 1.21 расчетными являются режимы:

№ 1: $I_{торм,расч*} = 1,05 <$ EndSection1 = 1,15;

№2: $I_{торм,расч*} = 1,04 <$ EndSection1 = 1,15;

№3: $I_{торм,расч*} = 0,99 <$ EndSection1 = 1,15.

При этом минимальный дифференциальный ток наблюдается для режима №1 и составляет 1,45. При этом коэффициент чувствительности равен:

$$K_{ч} = \frac{I_{диф.расч*}}{\text{IdMin}} = \frac{1,45}{0,32} = 4,53 > 2,0.$$

Итак, чувствительность защиты на горизонтальном участке обеспечивается.

Чувствительность для наклонных участков характеристики в соответствии с п.Д.3 Приложения Д проверяется по соотношению относительного начального дифференциального тока и тока начала торможения, которое не должно превышать 0,5:

$$\frac{\text{IdMin}}{\text{EndSection1}} = \frac{0{,}32}{1{,}15} = 0{,}28 < 0{,}5.$$

Условие выполняется, значит, чувствительность защиты на наклонных участках характеристики будет обеспечиваться всегда.

1.11.5.8 Ток срабатывания дифференциальной отсечки IdUnre

Расчет и выбор параметра срабатывания токового органа дифференциальной отсечки IdUnre выполним с учетом двух условий:

- обеспечение отстройки от режима броска тока намагничивания;
- обеспечение отстройки от режима максимального тока, текущего через защищаемый автотрансформатор при внешнем КЗ.

По условию отстройки от режима максимального тока, текущего через защищаемый автотрансформатор при внешних повреждениях, параметр срабатывания рассчитывается по выражению

$$\text{IdUnre} \geq K_{\text{отс}} K_{\text{нб(1)}} I_{\text{кз,макс*}} = 1{,}2 \cdot 0{,}65 \cdot 9{,}36 = 7{,}30,$$

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

$K_{\text{нб(1)}} = 0{,}65$ – отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока, текущего через защищаемый автотрансформатор при внешнем повреждении. Принимается при использовании со всех сторон ТТ с вторичным номинальным током 5 А;

$I_{\text{кз,макс*}} = \frac{I_{\text{кз,макс}}}{I_{\text{ном,опор}}} = \frac{2938}{314} = 9{,}36$ – относительный максимальный ток при внешнем трехфазном КЗ;

$I_{\text{кз,макс}} = 2938$ А – максимальный ток при внешнем трехфазном КЗ на шинах СН, когда включены обе системы и в работе находится только защищаемый автотрансформатор, приведенный к опорной стороне;

$I_{\text{ном,опор}} = 314$ А – номинальный ток опорной стороны (стороны ВН) защищаемого автотрансформатора.

Полученное значение параметра удовлетворяет условию отстройки от режима броска намагничивающего тока:

$$\text{IdUnre} = 7{,}30 \geq 5{,}00.$$

Параметр срабатывания принимается равным IdUnre = 7,30.

1.11.5.9 Параметр срабатывания блокировки дифференциальной защиты по второй гармонике I2/I1ratio

Параметр срабатывания блокировки дифференциальной защиты по второй гармонике I2/I1ratio принимается равным 14 %.

1.11.5.10 Параметр срабатывания блокировки дифференциальной защиты по пятой гармонике I5/I1ratio

Параметр срабатывания блокировки дифференциальной защиты по пятой гармонике I5/I1ratio принимается равным 25 %.

1.11.5.11 Активизация поперечной блокировки CrossBlockEn

Функция поперечной блокировки не используется, т.е. параметр CrossBlockEn принимается равным «Off».

1.11.5.12 Режим работы блокировок по форме волны и по второй гармонике SOTFMode

Выбирается режим действия блокировки по форме волны и по относительной второй гармонике параллельно по схеме «или», т.е. параметр SOTFMode принимается равным «Off».

1.11.5.13 Активизация функции дифференциальной защиты по обратной последовательности NegSeqDiffEn

Параметр NegSeqDiffEn принимается равным «Off», т.е. функция дифференциальной защиты по обратной последовательности отключается.

1.11.5.14 Активизация функции контроля цепей ТТ OpenCNEnable

Параметр OpenCNEnable принимается равным «Off», т.е. функции контроля цепей ТТ отключается.

1.11.6 Перечень выбранных параметров защитных функций

Выбранные параметры функции дифференциальной защиты устройства сведены в таблицу 1.22.

Таблица 1.22 – Перечень параметров срабатывания устройства RET 670

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолча-нию	Рассчитан-ное значение
Функция дифференциальной защиты PDIF, 87T					
Operation	–	Off On	–	Off	On
EndSection1	В долях от $I_{ном,опор*}$	0,20 – 1,50	0,01	1,25	1,15
IdMin	В долях от $I_{ном,опор*}$	0,10 – 0,60	0,01	0,30	0,32
EndSection2	В долях от $I_{ном,опор*}$	1,00 – 10,00	0,01	3,00	2
SlopeSection2	%	10,0 – 50,0	0,1	40,0	45
SlopeSection3	%	30,0 – 100,0	0,1	80,0	50
IdUnre	В долях от $I_{ном,опор*}$	1,00 – 50,00	0,01	10,00	7,3
I2/I1Ratio	%	5 – 100	1	15	14

Обозначение параметра	**Единица измерения**	**Диапазон**	**Шаг**	**По умолчанию**	**Рассчитанное значение**
I5/I1Ratio	%	5 – 100	1	25	25
CrossBlockEn	–	Off On	–	On	Off
SOFTMode	–	Off On	–	On	Off
NegSeqDiffEn	–	Off On	–	On	Off
OpenCNEnable	–	Off On	–	On	Off

2 Защиты шунтирующих реакторов

В соответствии с [5] 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.
Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ)	Устанавливается со стороны линейных вводов шунтирующего реактора.

В данном документе будут рассмотрены защиты шунтирующих реакторов на базе устройств RET 521 и RET 670 производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы».

2.1 Краткое описание микропроцессорных устройств защиты производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы», используемых для шунтирующих реакторов

2.1.1 Устройство защиты RET 521

Устройство защиты RET 521 является универсальным многофункциональным устройством с открытой структурой и может применяться для защиты шунтирующих реакторов (330 ÷ 750) кВ.

Устройство обладает высокой надежностью аппаратного обеспечения и широкими возможностями конфигурирования. Помимо защитных, устройство выполняет ряд сервисных функций:

– регистратор аварийных режимов (цифровой осциллограф);

– регистратор событий;

– самодиагностика устройства (повышение надежности функционирования);

– индикация параметров режима энергообъекта;

– связь с системой мониторинга и сбора данных/управления на подстанции.

Защита должна подключаться к ТТ, соединенными в «звезду с нулевым проводом» (Yo) на всех сторонах шунтирующего реактора.

Особенности RET 521 позволяют выполнить адаптацию параметров срабатывания к номинальным параметрам, как самого защищаемого шунтирующего реактора, так и высоковольтных трансформаторов тока и трансформатора напряжения, поэтому для правильной работы устройства необходимо задавать параметры ТТ и ТН, а также параметры защищаемого объекта.

Методика расчета параметров срабатывания защитных функций устройства RET 521, приведенная в данном разделе, соответствует Техническому справочному руководству [14] и рекомендациям по расчету параметров срабатывания производителя [7].

Расчеты рекомендуется выполнять в следующем порядке:

– проверка обеспечения цифрового выравнивания токов плеч защиты в соответствии с п.В.1 Приложения В;

– проверка обеспечения выполнения требований к ТТ в схемах дифференциальной токовой защиты в соответствии с п.Г.1 Приложения Г;

– 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 срабатывания, подлежащих заданию в устройстве защиты, для всех описанных защитных функций.

2.1.2 Устройство защиты RET 670

Устройство защиты RET 670 может применяться для защиты шунтирующих реакторов (330 ÷ 750) кВ.

В устройстве используются расширенные возможности по выбору характеристик аппаратной части и составу программных функций защиты, мониторинга и управления.

Защита должна подключаться к ТТ, соединенными в «звезду с нулевым проводом» (Yo) на всех сторонах шунтирующих реакторов.

Для правильной работы устройства защиты RET 670 необходимо задавать параметры трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и параметры защищаемого объекта.

Методика расчета параметров срабатывания защитных функций устройства RET 670, приведенная в данном разделе, соответствует Техническому справочному руководству [15] и рекомендациям по расчету параметров срабатывания производителя [8].

Расчеты рекомендуется выполнять в следующем порядке:

– проверка обеспечения цифрового выравнивания токов плеч защиты в соответствии с п.В.1 Приложения В;

– проверка обеспечения выполнения требований к ТТ в схемах дифференциальной токовой защиты в соответствии с п.Г.1 Приложения Г;

– параметрирование данных об аналоговых входах устройства и о защищаемом объекте в соответствии с п.Б.2

Приложения Б;

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

В таблице А.2 Приложения А приведен список параметров срабатывания, подлежащих заданию в устройстве защиты и рассмотренных в данных методических указаниях.

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.

2.2.1 Расчет и выбор параметров срабатывания дифференциальной токовой защиты устройства RET 521

Функция дифференциальной токовой защиты в устройстве RET 521 обозначается **DIFP** и включает дифференциальную защиту с торможением и дифференциальную отсечку.

Защита выполняется пофазнонезависимой и использует токи со всех сторон защищаемого объекта. Токи сторон приводятся к основной стороне и сравниваются друг с другом в цифровом реле. Цифровое выравнивание токов плеч производится в соответствии с Приложением В.

В Приложении Г приведены требования к трансформаторам тока в схемах дифференциальной защиты с устройством RET 521. Необходимо отметить, что приведенная ниже методика выбора параметров срабатывания функции дифференциальной защиты подразумевает, что приведенные требования полностью удовлетворены. В противном случае необходимо проконсультироваться со специалистами ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» и принять соответствующие меры (например, увеличить сечения кабеля, загрубить защиту).

Выбор опорной (базисной) стороны осуществляется защитой автоматически: принимается сторона линейного ввода. Для гарантированного приведения измеренных токов к стороне линейного ввода необходимо задавать мощность этой обмотки больше номинальных мощностей остальных обмоток на минимальное значение 0,1 МВА в соответствии с Приложением Б. Далее номинальный ток опорной стороны обозначается $I_{\text{ном,опор}}$. Расчет дифференциальных токов в защите производится с учетом выравнивания модулей и сдвига фаз токов на сторонах защищаемого шунтирующего реактора.

В функции дифференциальной токовой защиты устройства RET 521 предусмотрено пять тормозных характеристик, представленных на рисунке 2.1.

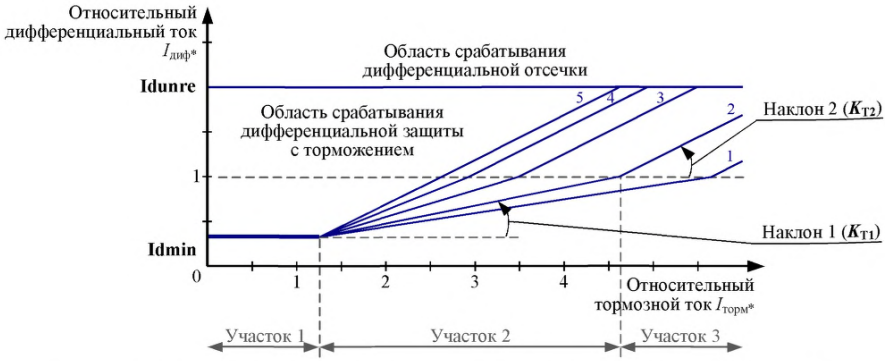


Рисунок 2.1 – Тормозные характеристики функции дифференциальной токовой защиты DIFP устройства RET 521

По оси ординат откладывается относительный дифференциальный ток (в долях от номинального тока опорной стороны). Дифференциальный ток всех трех фаз, как для мгновенных, так и для действующих значений, формируется как сумма первичных токов плеч защиты, приведенных к опорной стороне:

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

где $\underline{I}_1$, $\underline{I}_2$, $\underline{I}_3$ – мгновенные или действующие значения тока рассматриваемой фазы первого, второго и третьего плеч защиты.

По оси абсцисс откладывается относительный тормозной ток (в долях от номинального тока опорной стороны), который формируется на базе действующих значений первых гармоник токов фаз в первичных обмотках ТТ. В качестве тормозного тока принимается наибольший из токов всех фаз и всех сторон защищаемого объекта, приведенных к опорной стороне:

$$I_{торм} = \max\left\{I_{1A}, I_{1B}, I_{1C}, I_{2A}, I_{2B}, I_{2C}, I_{3A}, I_{3B}, I_{3C}\right\}, \qquad (2.2)$$

где I_{1A}, I_{1B}, I_{1C}, I_{2A}, I_{2B}, I_{2C}, I_{3A}, I_{3B}, I_{3C} – модули токов первого, второго и третьего плеч защиты фаз А, В и С.

Тормозные характеристики в общем виде состоят из трех участков (на рисунке 2.1 границы участков отмечены на примере тормозной характеристики №2):

– горизонтального (Участок 1) – до тормозного тока, равного 1,25. На этом участке срабатывание защиты определяется параметром срабатывания по дифференциальному току Idmin;

– первого наклонного (Участок 2) – до значения дифференциального тока 1,0, имеющего Наклон 1 с коэффициентом торможения $K_{торм1}$;

– второго наклонного (Участок 3) – до максимально возможного значения тормозного тока, имеющего Наклон 2 с коэффициентом торможения $K_{торм2}$.

Коэффициент торможения наклонного участка определяется по выражению

$$K_{торм} = \frac{\Delta I_{диф}}{\Delta I_{торм}} 100\%, \quad (2.3)$$

где $\Delta I_{диф}$ – приращение дифференциального тока на границе срабатывания;

$\Delta I_{торм}$ – приращение тормозного тока на границе срабатывания.

В таблице 2.2 представлены значения коэффициентов торможения для всех имеющихся тормозных характеристик.

Таблица 2.2 – Значения коэффициентов торможения для пяти тормозных характеристик

№ тормозной характеристики	1	2	3	4	5
$K_{торм1}$	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$K_{торм2}$	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5

2.2.1.1 Активизация функции DIFP

Для активизации функции дифференциальной защиты DIFP предназначен параметр Активизация, который может быть принят равным одному из значений:

«Выкл» – функция дифференциальной токовой защиты отключена;

«Вкл» – функция дифференциальной токовой защиты включена.

2.2.1.2 Начальный дифференциальный ток срабатывания Idmin

Начальный дифференциальный ток срабатывания Idmin рассчитывается и задается в процентах от номинального тока защищаемого объекта с опорной стороны $I_{ном,опор}$.

Параметр срабатывания Idmin отстраивается от токов небаланса в переходных режимах при включении и рассчитывается по выражению

$$\text{Idmin} = K_{отс} K_{нб,расч} I_{торм,расч*} 100\%, \quad (2.4)$$

где $K_{отс} = 1{,}1 \div 1{,}2$ – коэффициент отстройки. Рекомендуется принимать равным 1,15;

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

$$K_{нб,расч} = \sqrt{\left(K'_{пер}\varepsilon_{ТТ*} + \varepsilon_{ПТТ*}\right)^2 + \left(2\Delta f_{выр*}\right)^2 + \left(\Delta f_{выр*}\right)^2}, \quad (2.5)$$

$K'_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс. Поскольку постоянная времени затухания апериодической составляющей довольно велика, а также возможен режим повторного включения, коэффициент рекомендуется принимать $K'_{пер} = 3{,}0$, если значение приведенной предельной

кратности, определяемой в соответствии с Приложением Г, $K'_{пр} < 90$, и $K'_{пер} = 2{,}5$, если $K'_{пр} \geq 90$;

$\varepsilon_{ТТ*}$ – полная относительная погрешность трансформаторов тока, к которым подключается защита. Рекомендуется принимать $\varepsilon_{ТТ*} = 0{,}1$ (даже в том случае, если в установившемся режиме $\varepsilon_{ТТ*} < 0{,}1$);

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

$\Delta f_{выр*}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч, которая задается в соответствии с Приложением В;

$I_{торм,расч*} = I_{вкл*} = 1{,}0$ – относительный расчетный тормозной ток при включении.

Все слагаемые в скобках выражения (2.5) всегда принимаются положительными.

Выражение (2.5) для расчета коэффициента небаланса отражает тот факт, что составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностями ТТ, сдвинута по фазе на угол примерно 90° по сравнению с составляющими, обусловленными погрешностями выравнивания токов, и является более точной по сравнению с суммированием составляющих небаланса по аналогии с [13].

Выражение (2.10) относится к переходному режиму, о чем свидетельствует наличие в ней коэффициента переходного режима $K'_{пер}$. При этом реальное влияние на ток небаланса оказывает произведение $K'_{пер} \cdot \varepsilon_*$, а значение $\varepsilon_* = 0{,}1$ для установившегося режима принимается в качестве базового, в том числе и для ТТ класса точности 5Р.

Параметр срабатывания Idmin должен приниматься не менее 20 % в соответствии с [7].

2.2.1.3 Номер тормозной характеристики CharactNo

Номер тормозной характеристики CharactNo дифференциальной токовой защиты выбирается из пяти предложенных (рисунок 2.1). Необходимо иметь в виду, что номер тормозной характеристики не влияет на параметр срабатывания по дифференциальному току Idmin.

Для шунтирующих реакторов рекомендуется без расчета параметр CharactNo принимать равным 1.

2.2.1.4 Проверка чувствительности дифференциальной защиты

Проверка чувствительности защиты на наклонных участках характеристики не требуется, т.к. чувствительность будет обеспечиваться всегда. Обоснование этого заключения приведено в п.Д.2 Приложения Д Проверка чувствительности может потребоваться только в тех случаях, когда относительный минимальный ток КЗ составляет менее 1,25. В этом случае расчет рекомендуется выполнять в соответствии с рекомендациями п.Д.1 Приложения Д.

2.2.1.5 Ток срабатывания дифференциальной отсечки Idunre

Дифференциальная отсечка является грубым органом без торможения и реагирует на первую гармонику дифференциального тока. Дифференциальная отсечка позволяет повысить быстродействие при больших кратностях тока КЗ в защищаемой зоне.

Параметр срабатывания токового органа дифференциальной отсечки в устройстве обозначается Idunre и задается в процентах от номинального тока с опорной стороны $I_{ном,опор}$.

Для шунтирующего реактора значение параметра срабатывания Idunre рекомендуется принимать равным 200 %.

2.2.1.6 Алгоритм блокировки дифференциальной защиты по второй гармонике StabByOption

Параметр StabByOption предназначен для задания алгоритма блокировки защиты по второй гармонике и может быть принят равным одному из значений:

«По условию» – блокировка вводится в действие в течение минуты после того, как приведенный ток с любой стороны (любой фазы) защиты превысит 2 % от базового тока;

«Всегда» – блокировка введена постоянно.

В защите шунтирующих реакторов блокировка по второй гармонике не используется. Поэтому параметр StabByOption рекомендуется устанавливать в положение «Всегда», а вывод блокировки обеспечивать за счет большого значения параметра ее срабатывания I2/I1ratio (см. п.2.2.1.7).

2.2.1.7 Параметр срабатывания блокировки дифференциальной защиты по второй гармонике I2/I1ratio

Блокировка дифференциальной защиты по второй гармонике реагирует на соотношение амплитуд второй и первой гармонических составляющих дифференциального тока. В устройстве параметр срабатывания блокировки обозначается I2/I1ratio и задается в процентах.

Для шунтирующих реакторов параметр срабатывания I2/I1ratio рекомендуется принимать равным 40 %, что соответствует выводу блокировки по второй гармонике из работы.

2.2.1.8 Параметр срабатывания блокировки дифференциальной защиты по пятой гармонике I5/I1ratio

Блокировка дифференциальной защиты по пятой гармонике реагирует на соотношение амплитуд пятой и первой гармоник дифференциального тока и предназначена для отстройки от режима перевозбуждения. В устройстве параметр срабатывания блокировки обозначается I5/I1ratio и задается в процентах.

В защите шунтирующих реакторов блокировка по пятой гармонике не используется, поэтому параметр срабатывания I5/I1ratio рекомендуется принимать равным 40 %, что соответствует выводу блокировки из работы.

2.2.1.9 Активизация функции вычитания токов нулевой последовательности ZSCSub

Параметр ZSCSub включает или отключает автоматическое вычитание токов нулевой последовательности и может быть принят равным одному из значений:

«Выкл» – вычитание токов нулевой последовательности не производится;

«Вкл» – вычитание токов нулевой последовательности производится.

Для шунтирующего реактора параметр ZSCSub рекомендуется устанавливать в положение «Выкл».

2.2.1.10 Активизация поперечной блокировки CrossBlock

Параметр CrossBlock предназначен для включения или отключения поперечной блокировки и может быть принят равным одному из значений:

«Выкл» – функция поперечной блокировки отключена;

«Вкл» – функция поперечной блокировки отключена.

Для дифференциальной защиты шунтирующего реактора поперечную блокировку использовать не рекомендуется, поэтому параметр CrossBlock должен быть принят равным «Выкл».

2.2.2 Расчет и выбор параметров срабатывания дифференциальной защиты устройства RET 670

Функция дифференциальной токовой защиты в устройстве RET 670 обозначается **PDIF** (в кодировке ANSI – **87T**) и включает дифференциальную защиту с торможением и дифференциальную отсечку.

Защита выполняется пофазнонезависимой и использует токи со всех сторон защищаемого объекта. Токи сторон приводятся к опорной и сравниваются друг с другом в цифровом реле. Цифровое выравнивание токов плеч производится в соответствии с Приложением В.

В Приложении Г приведены требования к трансформаторам тока в схемах дифференциальной защиты с устройством RET 670. Необходимо отметить, что приведенная ниже методика выбора параметров срабатывания функции дифференциальной защиты подразумевает, что требования полностью удовлетворены. В противном случае необходимо проконсультироваться со специалистами ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» и принять соответствующие меры (например, увеличить сечения кабеля, загрубить защиту).

В качестве опорной (базисной) стороны при расчете первичных значений токов используется сторона, обмотка которой подключена к первому

входу функционального блока дифференциальной защиты, т.е. сторона линейного ввода.

Тормозная характеристика имеет вид, представленный на рисунке 2.2.

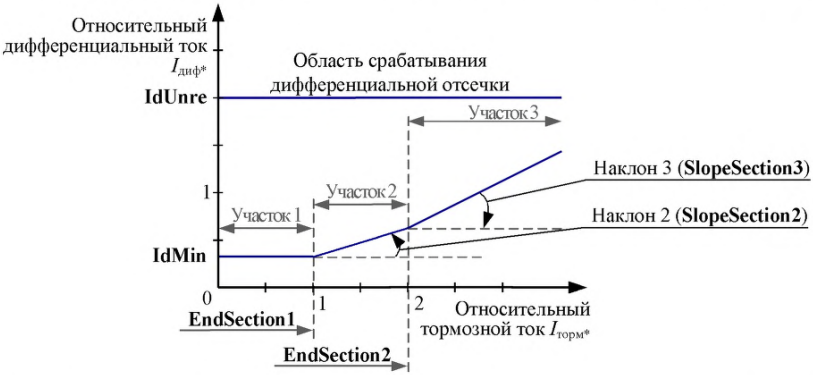


Рисунок 2.2 – Тормозная характеристика функции дифференциальной защиты DIFP (87T) устройства RET670

По оси ординат откладывается относительный дифференциальный ток (в долях от номинального тока опорной стороны). Дифференциальный ток всех трех фаз, как для мгновенных, так и для действующих значений, формируется как сумма первичных токов плеч защиты, приведенных к опорной стороне:

$$I_{диф} = \left|\underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_3\right|, \qquad (2.6)$$

где $\underline{I}_1$, $\underline{I}_2$, $\underline{I}_3$ – мгновенные или действующие значения тока рассматриваемой фазы первого, второго и третьего плеч защиты.

По оси абсцисс откладывается относительный тормозной ток (в долях от номинального тока опорной стороны), который формируется на базе действующих значений первых гармоник токов фаз в первичных обмотках ТТ. В качестве тормозного тока принимается наибольший из токов всех фаз и всех сторон защищаемого объекта, приведенных к опорной стороне:

$$I_{торм} = \max\left\{I_{1A}, I_{1B}, I_{1C}, I_{2A}, I_{2B}, I_{2C}, I_{3A}, I_{3B}, I_{3C}\right\}, \qquad (2.7)$$

где I_{1A}, I_{1B}, I_{1C}, I_{2A}, I_{2B}, I_{2C}, I_{3A}, I_{3B}, I_{3C} – модули токов первого, второго и третьего плеч защиты фаз А, В и С.

Расчет дифференциальных токов в защите производится с учетом выравнивания модулей на сторонах защищаемого трансформатора.

Тормозная характеристика состоит из трех участков (см.рисунок 2.2):

– горизонтального (Участок 1) – до тормозного тока, равного EndSection1. На этом участке срабатывание защиты определяется параметром срабатывания по дифференциальному току IdMin;

– первого наклонного (Участок 2) – до тормозного тока, равного EndSection2 и имеющего Наклон 2 с коэффициентом торможения SlopeSection2;

– второго наклонного (Участок 3) – до максимально возможного значения тормозного тока и имеющего Наклон 3 с коэффициентом торможения SlopeSection3.

Коэффициент торможения наклонного участка определяется по выражению

$$K_{\text{торм}} = \frac{\Delta I_{\text{диф}}}{\Delta I_{\text{торм}}} 100\%, \tag{2.8}$$

где $\Delta I_{\text{диф}}$ – приращение дифференциального тока на границе срабатывания;

$\Delta I_{\text{торм}}$ – приращение тормозного тока на границе срабатывания.

2.2.2.1 Активизация функции PDIF

Для активизации функции дифференциальной защиты PDIF (87T) предназначен параметр Operation, который может быть принят равным одному из значений:

«Off» – функция дифференциальной токовой защиты отключена;

«On» – функция дифференциальной токовой защиты включена.

2.2.2.2 Начальный тормозной ток EndSection1

Параметр срабатывания EndSection1 (начальный тормозной ток) определяет тормозной ток, соответствующий концу Участка 1 тормозной характеристики (рисунок 2.2), и задается в долях от номинального тока опорной стороны (стороны линейного ввода).

Для дифференциальной защиты шунтирующего реактора параметр EndSection1 рекомендуется принимать равным 1,00.

2.2.2.3 Начальный дифференциальный ток срабатывания IdMin

Параметр IdMin определяет величину дифференциального тока срабатывания защиты на первом участке тормозной характеристики; рассчитывается и задается в долях от номинального тока опорной стороны (стороны линейного ввода).

Расчет IdMin выполняется по условию отстройки от токов небаланса в режиме включения шунтирующего реактора по выражению

$$\text{IdMin} = K_{\text{отс}} K_{\text{нб,расч}} I_{\text{торм.расч*}}, \tag{2.9}$$

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

$K_{\text{нб,расч}}$ – расчетный коэффициент небаланса. Вычисляется по выражению:

$$K_{\text{нб,расч}} = \sqrt{\left(K'_{\text{пер}} \varepsilon_{\text{ТТ*}} + \varepsilon_{\text{ПТТ*}}\right)^2 + 2\Delta f_{\text{выр*}}} + \left(f_{\text{выр*}}\right)^2, \tag{2.10}$$

$K'_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс. Поскольку постоянная времени затухания апериодической составляющей довольно велика, а также возможен режим повторного включения, коэффициент

рекомендуется принимать $K'_{пер} = 3{,}0$, если значение приведенной предельной кратности, определяемой в соответствии с Приложением Г, $K'_{пр} < 90$, и $K'_{пер} = 2{,}5$, если $K'_{пр} \geq 90$;

$\varepsilon_{ТТ*}$ – полная относительная погрешность трансформаторов тока, к которым подключается защита. Рекомендуется принимать $\varepsilon_{ТТ*} = 0{,}1$ (даже в том случае, если в установившемся режиме $\varepsilon_{ТТ*} < 0{,}1$);

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

$\Delta f_{выр*}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч, которая задается в соответствии с Приложением В;

$I_{торм,расч*} = I_{вкл*} = 1{,}0$ – относительный расчетный тормозной ток при включении.

Все слагаемые в скобках выражения (2.10) всегда принимаются положительными.

Выражение (2.10) для расчета коэффициента небаланса отражает тот факт, что составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностями ТТ, сдвинута по фазе на угол примерно 90° по сравнению с составляющими, обусловленными погрешностями выравнивания токов, и является более точной по сравнению с суммированием составляющих небаланса по аналогии с [13].

Выражение (2.10) относится к переходному режиму, о чем свидетельствует наличие в ней коэффициента переходного режима $K'_{пер}$. При этом реальное влияние на ток небаланса оказывает произведение $K'_{пер} \cdot \varepsilon_*$, а значение $\varepsilon_* = 0{,}1$ для установившегося режима принимается в качестве базового, в том числе и для ТТ класса точности 5Р.

Параметр срабатывания Idmin должен приниматься не менее 0,20 в соответствии с [8].

2.2.2.4 Тормозной ток конца второго (первого наклонного) участка EndSection2

Параметр EndSection2 определяет тормозной ток, соответствующий концу Участка 2 тормозной характеристики, и задается в процентах от номинального тока опорной стороны (стороны линейного ввода).

Для дифференциальной защиты шунтирующего реактора параметр EndSection2 рекомендуется принимать равным 5,00.

2.2.2.5 Коэффициент торможения второго (первого наклонного) участка SlopeSection2

Параметр SlopeSection2 определяет коэффициент торможения первого наклонного участка тормозной характеристики (Участок 2 на рисунке 2.2). В устройстве защиты параметр задается в процентах. Для шунтирующих реакторов значение параметра SlopeSection2 рекомендуется без расчетов устанавливать минимальным, т.е. 30 %.

2.2.2.6 Коэффициент торможения третьего (второго наклонного) участка SlopeSection3

Параметр SlopeSection3 определяет коэффициент торможения второго наклонного участка тормозной характеристики (Участок 3 на рисунке 2.2). В устройстве защиты параметр задается в процентах.

Для дифференциальной защиты шунтирующего реактора параметр SlopeSection3 рекомендуется принимать равным минимальному значению, т.е. 30 %.

2.2.2.7 Проверка чувствительности дифференциальной защиты

Проверка чувствительности защиты на наклонных участках характеристики не требуется, т.к. чувствительность будет обеспечиваться всегда. Обоснование этого заключения приведено в п.Д.3 Приложения Д Проверка чувствительности может потребоваться только в тех случаях, когда относительный минимальный ток КЗ составляет менее величины EndSection1. В этом случае расчет рекомендуется выполнять в соответствии с рекомендациями п.Д.1 Приложения Д.

2.2.2.8 Ток срабатывания дифференциальной отсечки IdUnre

Дифференциальная отсечка является грубым органом без торможения и реагирует на первую гармонику дифференциального тока. Дифференциальная отсечка позволяет повысить быстродействие при больших кратностях тока КЗ в защищаемой зоне.

Параметр срабатывания токового органа дифференциальной отсечки в устройстве обозначается IdUnre и задается в процентах от номинального тока с опорной стороны $I_{ном,опор}$.

Для шунтирующего реактора параметр срабатывания IdUnre рекомендуется принимать равным 2,00.

2.2.2.9 Параметр срабатывания блокировки дифференциальной защиты по второй гармонике I2/I1ratio

Измерительный орган блокировки дифференциальной защиты по второй гармонике I2/I1ratio реагирует на соотношение амплитуд второй и первой гармонических составляющих дифференциального тока. В устройстве защиты параметр I2/I1ratio задается в процентах.

В защите шунтирующих реакторов блокировка по второй гармонике не используется, поэтому параметр срабатывания I2/I1ratio рекомендуется принимать равным 40 %, что соответствует выводу блокировки из работы.

2.2.2.10 Параметр срабатывания блокировки дифференциальной защиты по пятой гармонике I5/I1ratio

Блокировка дифференциальной защиты по пятой гармонике реагирует на соотношение амплитуд пятой и первой гармоник дифференциального тока и предназначена для отстройки от режима перевозбуждения. В устройстве

параметр срабатывания блокировки обозначается **I5/I1ratio** и задается в процентах.

В защите шунтирующих реакторов блокировка по пятой гармонике не используется, поэтому параметр срабатывания I5/I1ratio рекомендуется принимать равным 40 %, что соответствует выводу блокировки из работы.

2.2.2.11 Активизация поперечной блокировки CrossBlockEn

Параметр CrossBlockEn предназначен для включения или отключения поперечной блокировки и может быть принят равным одному из значений:

«Off» – функция поперечной блокировки отключена;

«On» – функция поперечно блокировки отключена.

В условиях российской эксплуатации поперечную блокировку не рекомендуется использовать, поэтому параметр CrossBlockEn должен быть принят равным значению «Off».

2.2.2.12 Режим работы блокировок по форме волны и по второй гармонике SOTFMode

Параметр SOTFMode определяет режим работы блокировок по форме волны и по второй гармонике дифференциальной защиты при включении на повреждение и может быть принят равным одному из значений:

«Off» – блокировки по форме волны и по относительной второй гармонике действуют параллельно по схеме «или».

«On» – быстрый сброс блокировки по форме волны, что также приводит к сбросу блокировки по относительной второй гармонике. Это необходимо для исключения значительного замедления функции дифференциальной защиты при включении на холостой ход поврежденного трансформатора и использовании перекрестной блокировки (параметр CrossBlockEn установлен в положение «On»).

Для шунтирующего реактора параметр SOTFMode рекомендуется принимать равным значению «Off».

2.2.2.13 Активизация функции дифференциальной защиты по обратной последовательности NegSeqDiffEn

Параметр NegSeqDiffEn предназначен для активизации функции дифференциальной защиты по обратной последовательности и может быть принят равным одному из значений:

«Off» – функция отключена;

«On» – функция включена.

Для шунтирующего реактора параметр NegSeqDiffEn рекомендуется принимать равным значению «Off».

2.2.2.14 Активизация функции контроля цепей ТТ OpenCNEnable

Параметр OpenCNEnable предназначен для активизации функции контроля цепей ТТ и может быть принят равным одному из значений:

«Off» – функция отключена;

«On» – функция включена.

Для шунтирующего реактора параметр OpenCNEnable рекомендуется принимать равным значению «Off».

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:

$$I_{\text{диф.уст}*} = K_{\text{отс}} K_{\text{нб.расч}} I_{\text{расч}*} + \Delta I_*, \tag{2.11}$$

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

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

$$K_{\text{нб,расч}} = \sqrt{\left(K'_{\text{пер}} K_{\text{одн}} \varepsilon_{\text{ТТ}*}\right)^2 + \varepsilon_{\text{ПТТ}*}^2 + \left(\Delta f_{\text{выр}*}\right)^2 + \left(\Delta f_{\text{выр}*}\right)^2}, \tag{2.12}$$

$K'_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс. Поскольку постоянная времени затухания апериодической составляющей довольно велика, а также возможен режим повторного включения, коэффициент рекомендуется принимать $K'_{\text{пер}} = 3{,}0$, если значение приведенной предельной кратности, определяемой в соответствии с Приложением Г, $K'_{\text{пр}} < 90$, и $K'_{\text{пер}} = 2{,}5$, если $K'_{\text{пр}} \geq 90$;

$K_{\text{одн}} = 0{,}5$ – 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 в соответствии с Приложением Г. В случае подключения продольной 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 (2.12) 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

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

где $K_{\mathrm{отс}} = 1{,}2$ – 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 первой ступени защиты от замыканий на землю линии или АТ;

$I_{0\mathrm{шр}}$ – ток нулевой последовательности 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;

$I^{\mathrm{I}}_{0\,\mathrm{с.з,л/ат}}$ – 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

$$I^{I}_{с.з} \geq K_{отс} 3I_{0неп,шр}, \quad (2.14)$$

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:

$$I^{I}_{с.з} \geq K_{отс} 3I_{0неп,оапв}, \quad (2.15)$$

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

$$t^{I}_{с.з} = t^{I}_{с.з,л/ат} + \Delta t, \quad (2.16)$$

где $t^{I}_{с.з,л/ат}$ – 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.

2.4.1.2 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

$$I_{\text{с.з}}^{\text{II}} \geq K_{\text{отс}} K_{\text{ток,шр}} I_{0\,\text{с.з,л/ат}}^{\text{II(III)}}, \tag{2.17}$$

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

$K_{\text{ток,шр}} = I_{0\text{шр}} / I_{0\text{л/ат}}$ – 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;

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

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

$I_{0\,\text{с.з,л/ат}}^{\text{II(III)}}$ – 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

$$t_{\text{с.з}}^{\text{II}} = t_{\text{с.з,л/ат}}^{\text{II(III)}} + \Delta t, \tag{2.18}$$

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

$$t_{\text{с.з}}^{\text{II}} = t_{\text{оапв}} + \Delta t, \tag{2.19}$$

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.

2.4.2 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.

2.4.2.1 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

$$I_{\text{с.з}}^{\text{I}} \geq K_{\text{отс}} 3I_{0\,\text{неп,шр}}, \tag{2.20}$$

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

$$I_{\text{с.з}}^{\text{I}} \geq K_{\text{отс}} 3I_{0\,\text{неп,шр}}, \tag{2.21}$$

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

$I_{0\text{неп,шр}}$ – 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.

2.4.2.2 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

$$I_{\text{с.з}}^{\text{II}} \geq K_{\text{отс}} I_{0\,\text{нб}}, \qquad (2.22)$$

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

$I_{0\text{нб}}$ – 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:

$$I_{0\,\text{нб}} = I'_{0\,\text{нб}} + I''_{0\,\text{нб}} + I'''_{0\,\text{нб}}, \qquad (2.23)$$

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

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

$K_{\text{одн}}$ 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;

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

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

$I'''_{0\text{нб}} = 0{,}05 I_{\text{ном}}$ – 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 ÷ 7) % номинального емкостного тока ввода $I_{\text{ном,емк,ввода}}$, т.е. ток срабатывания сигнального элемента должен определяться по выражению

$$I_{\text{с,сигн}} = (0{,}05 \div 0{,}07) I_{\text{ном, емк, ввода}} . \quad (2.24)$$

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

$$I_{\text{с,откл}} = 0{,}15 I_{\text{ном, емк, ввода}} . \quad (2.25)$$

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 ÷ 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 $(0{,}6 \div 0{,}7) I_{\text{ном,емк,ввода}}$.

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:

$$I_{\text{с.з}} \le \frac{I_{\text{шр,мин}}}{K_{\text{ч}}}, \quad (2.26)$$

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

$K_ч = 1,5$ – требуемый коэффициент чувствительности.

Ток срабатывания рекомендуется выбирать минимальным из диапазона (5 ÷ 10) % от $I_{ном}$, где $I_{ном}$ – 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:

$$t_{с.з} = t_{уров\ «на\ себя»} + t_{откл.в} + t_{возв,УРОВ} + t_{погр.тайм} + \Delta t, \quad (2.27)$$

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

$t_{откл.в}$ – 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;

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

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

$\Delta t = 0,06$ с – время запаса.

2.7 Пример расчета параметров срабатывания защиты шунтирующего реактора на базе RET 521

2.7.1 Исходные данные

В настоящем примере показан расчет параметров срабатывания устройства RET 521 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 2.3. Схема соответствует конфигурации, описанной в п.Ж.1 Приложения Ж.

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 $K_{ТТ,НВ} = KТТ_{,НВ1} = K_{ТТ,НВ1} = 600/1$.

Трансформаторы тока сторон ЛВ и НВ имеет параметры, представленные в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Параметры ТТ сторон ЛВ и НВ

Наименование параметра	**Обозначение параметра**	**Единица измерения**	**Значение**
Параметры ТТ со стороны ЛВ			
Номинальная предельная кратность	$K_{\text{пр,ном}}$	–	30
Сопротивление вторичной обмотки ТТ постоянному току в Т-образной схеме замещения	$\underline{Z}_{\text{обм2}} \approx R_{\text{обм2}}$	Ом	4,52
Номинальное сопротивление нагрузки	$Z_{\text{нг,ном}}$	Ом	40,0
Сопротивление нагрузки	$Z_{\text{нг}} \approx R_{\text{нг}}$	Ом	4,41
Параметры ТТ со стороны НВ			
Номинальная предельная кратность	$K_{\text{пр,ном}}$	–	18
Сопротивление вторичной обмотки ТТ постоянному току в Т-образной схеме замещения	$\underline{Z}_{\text{обм2}} \approx R_{\text{обм2}}$	Ом	0,39
Номинальное сопротивление нагрузки	$Z_{\text{нг,ном}}$	Ом	2,0
Сопротивление нагрузки	$Z_{\text{нг}} \approx R_{\text{нг}}$	Ом	1,53

В примере рассмотрены следующие вопросы:

– проверка обеспечения цифрового выравнивания токов плеч защищаемого ШР;

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

– 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 2.8.

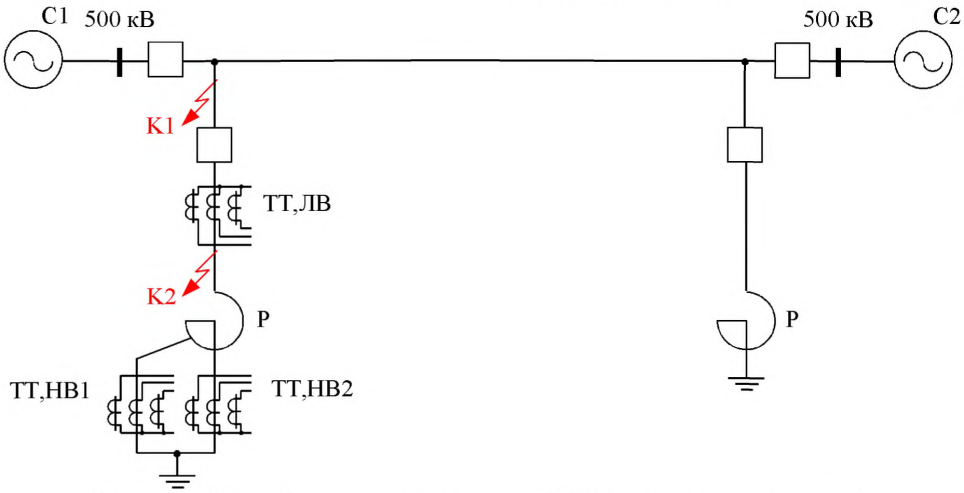


Рисунок 2.3 – Схема защищаемого ШР и прилегающей сети

2.7.2 Проверка обеспечения цифрового выравнивания (масштабирования) токов плеч защищаемого шунтирующего реактора

Проверка обеспечения цифрового выравнивания токов плеч выполняется в соответствии с п.В.1 Приложения В. Для этого в первую очередь рассчитываются вторичные токи ТТ сторон ЛВ и НВ в номинальном режиме работы защищаемого шунтирующего реактора

$$I_{\text{ном, вт, ЛВ}} = \frac{I_{\text{ном, ЛВ}}}{K_{\text{ТТ,ЛВ}}} = \frac{198}{1000/1} = 0{,}20\,(\text{А}),$$

$$I_{\text{ном, вт, НВ}} = \frac{I_{\text{ном, НВ}}}{K_{\text{ТТ,НВ}}} = \frac{99}{600/1} = 0{,}17\,(\text{А}).$$

где $I_{\text{ном, ЛВ}} = \frac{S_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} = \frac{60\,000\,000}{525\,000/\sqrt{3}} = 198\,(\text{А})$ и $I_{\text{ном,НВ}} = \frac{S_{\text{ном}}/2}{U_{\text{ном}}} = \frac{60\,000\,000/2}{525\,000/\sqrt{3}} = 99\,(\text{А})$ – номинальные токи защищаемого ШР со стороны линейного и нейтральных вводов.

В соответствии с таблицей В.1.1 номинальные токи входов устройства для плеч защиты со стороны ЛВ и НВ примем равными 1 А, а относительную погрешность выравнивания $\Delta f_{\text{выр}*} = 0{,}03$.

Затем производится проверка выполнения условия (В.1.2) для всех сторон ШР

$$0{,}125 < \frac{I_{\text{ном, вт, ЛВ}}}{I_{\text{ном, т, ЛВ}}} = \frac{0{,}2}{1} = 0{,}2 < 4,$$

$$0{,}125 < \frac{I_{\text{ном, вт, НВ}}}{I_{\text{ном, т, НВ}}} = \frac{0{,}17}{1} = 0{,}17 < 4,$$

где $I_{\text{ном,т,ЛВ}} = 1$ А и $I_{\text{ном,т,НВ}} = 1$ А – номинальные токи входов устройства плеч защиты сторон ЛВ и НВ.

Условия для всех сторон выполняются, т.е. цифровое выравнивание амплитуд (модулей) токов плеч обеспечивается.

2.7.3 Проверка обеспечения требований к трансформаторам тока в схемах дифференциальной токовой защиты

Проверка обеспечения требований к трансформаторам тока в схемах дифференциальной токовой защиты выполняется в соответствии с п.Г.1 Приложения Г.

Для проверки соответствия требованиям используемых ТТ сторон ЛВ и НВ необходимо получить $K'_{\text{пр}}$ – приведенную предельную кратность первичного тока, при которой полная погрешность ε в установившемся режиме при заданной нагрузке не превышает 10 %.

В связи с отсутствием кривых предельной кратности значение предельной кратности рассчитывается по известным параметрам нагрузки ТТ и сопротивлениям вторичной обмотки.

Тогда для стороны ЛВ значение предельной кратности равно:

$$K_{\text{пр}} \approx \frac{K_{\text{пр,ном}}\sqrt{R_{\text{обм2}}^2 + 1{,}6R_{\text{обм2}}Z_{\text{нг,ном}} + Z_{\text{нг,ном}}^2}}{R_{\text{обм2}} + R_{\text{нг}}} =$$

$$= \frac{30\sqrt{4{,}52^2 + 1{,}6 \cdot 4{,}52 \cdot 40{,}0 + 40{,}0^2}}{4{,}52 + 4{,}41} = 146{,}8.$$

Для стороны НВ значение предельной кратности равно:

$$K_{\text{пр}} \approx \frac{K_{\text{пр,ном}}\sqrt{R_{\text{обм2}}^2 + 1{,}6R_{\text{обм2}}Z_{\text{нг,ном}} + Z_{\text{нг,ном}}^2}}{R_{\text{обм2}} + R_{\text{нг}}} =$$

$$= \frac{18\sqrt{0{,}39^2 + 1{,}6 \cdot 0{,}39 \cdot 2{,}0 + 2{,}0^2}}{0{,}39 + 1{,}53} = 21{,}8.$$

Затем рассчитывается значение приведенной предельной кратности.

Для стороны ЛВ:

$$K'_{\text{пр}} = \frac{I_{\text{ном,тт,перв,НН}} K_{\text{пр}}}{I_{\text{ном,НН}}} = \frac{1000 \cdot 146{,}8}{198} = 741{,}4.$$

Для стороны НВ:

$$K'_{\text{пр}} = \frac{I_{\text{ном,тт,перв,НН}} K_{\text{пр}}}{I_{\text{ном,НН}}} = \frac{600 \cdot 21{,}8}{198} = 66{,}1.$$

В соответствии с рекомендациями п.Г.1 Приложения Г значение приведенной предельной кратности для устройства RET 521 должно быть не менее 35. Для обеих сторон это условие выполняется, значит, рассматриваемые ТТ сторон ЛВ и НВ соответствует требованиям к ТТ в схемах дифференциальной токовой защиты устройства RET 521.

2.7.4 Параметрирование данных об аналоговых входах и о защищаемом шунтирующем реакторе

Параметрирование данных об аналоговых входах и о защищаемом объекте выполняется в соответствии с п.Б.1 Приложения Б.

2.7.4.1 Параметрирование данных об аналоговых входах

В данном примере имеются только токовые входы. Для каждого аналогового токового входа устройства задаются параметры Input CT Tap (номинальный ток входа устройства защиты), CT prim (номинальный первичный ток ТТ), CT sec (номинальный вторичный ток ТТ) и CT star point (сторона заземления группы защитных ТТ). Параметр CT star point для всех сторон принимается равным «From Object», т.к. ТТ заземлены вне защищаемой зоны (см.рисунок 2.3).

Для аналоговых входов трех фаз, к которым подключены ТТ со стороны ЛВ, параметры задаются одинаково в соответствии с таблицей 2.5, а для аналоговых входов со сторон НВ1 и НВ2 – в соответствии с таблицей 2.6.

Таблица 2.5 – Перечень параметров для токовых входов от ТТ со стороны ЛВ

Обозначение параметра	**Единица измерения**	**Диапазон**	**Шаг**	**Выбранное значение**
Input CT Tap	A	1 или 5	–	1
CT prim	A	1 – 99999	1	1000
CT sec	A	1 или 5	–	1
CT star point	–	To Object From Object	–	From Object

Таблица 2.6 – Перечень параметров для токовых входов от ТТ со сторон НВ1 и НВ2

Обозначение параметра	**Единица измерения**	**Диапазон**	**Шаг**	**Выбранное значение**
Input CT Tap	A	1 или 5	–	1
CT prim	A	1 – 99999	1	600
CT sec	A	1 или 5	–	1
CT star point	–	To Object From Object	–	From Object

2.7.4.2 Параметрирование данных о шунтирующем реакторе

Параметр VectorGroup 3W принимается равным Dd00d00 в соответствии с рекомендациями Приложения Б и с учетом того, что для шунтирующего реактора вычитание токов нулевой последовательности не требуется.

Номинальная мощность стороны ЛВ равна мощности трех фаз ШР, а номинальные мощности сторон НВ1 и НВ2 – в два раза меньше, чем мощность стороны ЛВ:

$Sr1 = 3 \cdot S_{ном} = 3 \cdot 60 = 180$ (МВА);

$Sr2 = Sr3 = Sr1/2 = 180/2 = 90$ (МВА).

Номинальные напряжения сторон принимаются равными номинальному междуфазному напряжению и задаются одинаковыми:

Ur1 = Ur2 = Ur3 = $U_{ном}$ = 525 кВ;

Номинальные токи обмоток ЛВ, НВ1 и НВ2, соответственно Ir1, Ir2 и Ir3, рассчитываются по выражениям

$$Ir1 = \frac{Sr1}{Ur1} = \frac{180\,000\,000}{\sqrt{3}\cdot 525\,000} = 198\,(A),$$

$$Ir2 = \frac{Sr2}{Ur2} = \frac{90\,000\,000}{\sqrt{3}\cdot 525\,000} = 99\,(A) \text{ и } Ir3 = \frac{Sr3}{Ur3} = \frac{90\,000\,000}{\sqrt{3}\cdot 525\,000} = 99\,(\text{А}).$$

Выбранные параметры представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Перечень параметров шунтирующего реактора, подлежащих заданию в устройстве защиты

Обозначение параметра	**Единица измерения**	**Диапазон**	**Шаг**	**По умолча-нию**	**Выбранное значение**
VectorGroup 3W	–	Yy00y00 Yy00y02 Yy00y04 Yy00y06 Yy00y08 Yy00y10 и т.д.	1	1	Dd00d00
Sr1	МВА	0,1 – 9999,9	0,1	173,2	180,0
Ir1	А	1 – 99999	1	1000	198
Ur1	кВ	0,1 – 999,9	0,1	100,0	525,0
Sr2	МВА	0,1 – 9999,9	0,1	173,2	90,0
Ir2	А	1 – 99999	1	1000	99
Ur2	кВ	0,1 – 999,9	0,1	100,0	525,0
Sr3	МВА	0,1 – 9999,9	0,1	173,2	90,0
Ir3	А	1 – 99999	1	1000	99
Ur3	кВ	0,1 – 999,9	0,1	100,0	525,0

Выбор опорной стороны осуществляется защитой автоматически. В качестве опорной выбирается сторона с наибольшей номинальной мощностью, т.е. в данном примере **опорной (базисной) является сторона ЛВ**, а номинальный ток опорной стороны принимается равным $I_{ном,опор} = I_{ном,ЛН}$ = 198 А.

2.7.5 Расчет и выбор параметров срабатывания продольной дифференциальной токовой защиты

Расчет и выбор параметров срабатывания дифференциальной токовой защиты устройства RET 521 выполняется в соответствии с п.2.2.1.

2.7.5.1 Активизация функции DIFP

Параметр Активизация принимается равным «Вкл» для активизации функции дифференциальной защиты.

2.7.5.2 Начальный дифференциальный ток срабатывания Idmin

Относительный начальный дифференциальный ток срабатывания Idmin рассчитывается по условию отстройки от токов небаланса в режиме включения шунтирующего реактора по выражению

$$\text{Idmin} = K_{\text{отс}} K_{\text{нб,расч}} I_{\text{торм,расч*}} 100\% = 1{,}2 \cdot 0{,}31 \cdot 1 \cdot 100\% = 37{,}2\%,$$

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

$K_{\text{нб,расч}}$ – расчетный коэффициент небаланса, рассчитанный по выражению

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

$$= \sqrt{\left(3{,}0 \cdot 0{,}1 + 0\right)^2 + \left(2 \cdot 0{,}03\right)^2 + \left(0{,}03\right)^2} = 0{,}31;$$

$K'_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс. Принимается равным $K'_{\text{пер}} = 3{,}0$, т.к. со стороны НВ значение приведенной предельной кратности $K'_{\text{пр}} < 90$ (см.п.2.7.3);

$\varepsilon_{\text{ТТ*}} = 0{,}10$ – полная относительная погрешность трансформаторов тока в установившемся режиме;

$\varepsilon_{\text{ПТТ*}}$ – полная относительная погрешность промежуточных трансформаторов тока. Принимается равной $\varepsilon_{\text{ПТТ*}} = 0$, т.к. ПТТ не используются;

$\Delta f_{\text{выр*}} = 0{,}03$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч в соответствии с п.2.7.7.2;

$I_{\text{торм,расч*}} = 1{,}0$ – относительный расчетный тормозной ток.

Полученное значение параметра срабатывания 37,2 % больше минимального рекомендуемого значения 20 %. Параметр срабатывания Idmin принимается равным 38 %.

2.7.5.3 Номер тормозной характеристики CharactNo

Номер тормозной характеристики **CharactNo** без расчета принимаем равным 1.

2.7.5.4 Проверка чувствительности дифференциальной защиты

Минимальный ток при КЗ на стороне НВ равен номинальному, т.е. 198 А. При этом дифференциальный и тормозной токи равны:

$$I_{\text{диф.расч}} = \left|\underline{I}_1 + \underline{I}_2\right| = \left|198 + 0\right| = 198\,(\text{А}),$$

$$I_{\text{торм,расч}} = \max\left(I_1; I_2\right) = \max\left(98; 0\right) = 198\,(\text{А}).$$

Тогда расчетные значения относительных дифференциального и тормозного токов равны соответственно

$$I_{\text{диф.расч*}} = \frac{I_{\text{диф.расч}}}{I_{\text{ном,опор}}} = \frac{198}{198} = 1{,}0,$$

$$I_{\text{торм,расч*}} = \frac{I_{\text{торм,расч}}}{I_{\text{ном,опор}}} = \frac{198}{198} = 1{,}0.$$

Полученный относительный расчетный тормозной ток меньше начального тока торможения $I_{\text{торм,расч*}} = 1{,}0 < 1{,}25$. Тогда в соответствии с

п.Д.1 Приложения Д коэффициент чувствительности при минимальном токе КЗ на выводах НВ шунтирующего реактора равен:

$$K_{ч} = \frac{I_{диф.расч*}}{Idmin/100\,\%} = \frac{1{,}0}{38\,\%/100\,\%} = 2{,}6 > 2{,}0\,.$$

Полученный коэффициент чувствительности $K_{ч} = 2{,}6$ больше минимального допустимого значения 2,0, т.е. требуемая чувствительность при выбранных параметрах тормозной характеристики обеспечивается.

При КЗ на выводах ЛВ относительные дифференциальные и тормозные токи превышают значение 1,25, что соответствует работе защиты на наклонных участках. В соответствии с п.Д.2 Приложения Д проверка чувствительности в этом случае не требуется.

2.7.5.5 Ток срабатывания дифференциальной отсечки Idunre

Дифференциальная отсечка является грубым органом без торможения, реагирующим на первую гармонику дифференциального тока. Для шунтирующего реактора параметр срабатывания дифференциальной отсечки Idunre без расчета принимается равным 200 %.

2.7.5.6 Алгоритм блокировки дифференциальной защиты по второй гармонике StabByOption

Параметр StabByOption, определяющий алгоритм блокировки защиты по второй гармонике, принимается равным «Всегда».

2.7.5.7 Параметр срабатывания блокировки дифференциальной защиты по второй гармонике I2/I1ratio

Блокировка дифференциальной защиты по второй гармонике реагирует на соотношение амплитуд второй и первой гармонических составляющих дифференциального тока. Параметр срабатывания блокировки I2/I1ratio принимается равным 40 %.

2.7.5.8 Параметр срабатывания блокировки дифференциальной защиты по пятой гармонике I5/I1ratio

Блокировка дифференциальной защиты по пятой гармонике реагирует на соотношение амплитуд пятой и первой гармоник дифференциального тока. Параметр срабатывания блокировки I5/I1ratio принимается равным 40 %.

2.7.5.9 Активизация функции вычитания токов нулевой последовательности ZSCSub

Параметр **ZSCSub**, предназначенный для включения или отключения автоматического вычитания токов нулевой последовательности, принимается равным «Выкл».

2.7.5.10 Активизация поперечной блокировки CrossBlock

Параметр CrossBlock, предназначенный для включения или отключения поперечной блокировки, принимается равным «Выкл».

2.7.6 Расчет и выбор параметров срабатывания поперечной дифференциальной токовой защиты

Расчет и выбор параметров срабатывания дифференциальной токовой защиты выполняется в соответствии с п.2.3.

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

$$I_{\text{диф.уст}*} = K_{\text{отс}} K_{\text{нб.расч}} I_{\text{расч}*} + \Delta I_{*} = 1{,}1 \cdot 0{,}07 \cdot 0{,}5 + 0.024 = 0{,}063,$$

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

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

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

$$= \sqrt{\left(1{,}5 \cdot 0{,}5 \cdot 0{,}05 + 0\right)^2 + \left(2 \cdot 0{,}03\right)^2 + \left(0{,}03\right)^2} = 0{,}07,$$

$K'_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс. Принимается равным $K'_{\text{пер}} = 3{,}0$, т.к. значение приведенной предельной кратности для ТТ одной из сторон составляет $K'_{\text{пр}} < 90$ (см.п.2.7.3);

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

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

$\varepsilon_{\text{ПТТ}*}$ – полная относительная погрешность промежуточных трансформаторов тока. Принимается равной $\varepsilon_{\text{ПТТ}*} = 0$, т.к. ПТТ не используются;

$\Delta f_{\text{выр}*} = 0{,}03$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч в соответствии с п.2.7.2;

$I_{\text{расч}*} = 0{,}5$ – максимальный относительный ток включения;

ΔI_{*} – разность токов в параллельных ветвях нейтрали. Предварительно принимаем равным максимальному значению 0,024, которое в дальнейшем должно быть уточнено в процессе эксплуатации.

Для работы поперечной дифференциальной токовой защиты на базе функции ТОС используется высокая ступень (High). Уставка по току срабатывания задается с помощью параметра IsetHigh в процентах. С учетом округления до целых и с учетом минимального возможного значения (10 %) принимается равным 10 %. Значения параметров функции ТОС задаются в соответствии с таблицей 2.8. Параметры функции ТОС, которые принимаются равными значениям по умолчанию, в таблице не приведены.

2.7.7 Расчет и выбор параметров срабатывания КИВ

Расчет и выбор параметров КИВ выполняется в соответствии с п.2.5.

Ток срабатывания сигнального элемента $I_{с,сигн}$ принимается равным 5 % от номинального емкостного тока ввода $I_{ном,емк,ввода}$.

Выдержка времени сигнального элемента принимается равной 9 с.

Ток срабатывания отключающего элемента $I_{с,откл}$ принимается равным 15 % от номинального емкостного тока ввода $I_{ном,емк,ввода}$.

Выдержка времени отключающего элемента принимается равной 1,5 с.

В устройстве RET 521 КИВ выполняется на базе функции TEF. Работа функции задается параметрами, представленными в таблице 2.8. Параметры функции TEF, не перечисленные в таблице, рекомендуется задавать равными значениям по умолчанию.

С помощью параметра IrUserDef задается номинальный ток. Этот параметр принимается равным номинальному емкостному току ввода, $I_{ном,емк,ввода} = 0{,}5$ А.

Низкая ступень (Low) используется в качестве отключающего органа, а высокая (High) – в качестве сигнального.

2.7.8 Расчет и выбор параметров срабатывания ТЗНП

Ниже представлен пример расчета ненаправленной ТЗНП. Необходимо иметь в виду, что в рассматриваемом примере использование токовой защиты нулевой последовательности обычно не предусматривается.

2.7.8.1 Расчет и выбор параметров срабатывания первой ступени ТЗНП

Первичный ток срабатывания ИО первой ступени ТЗНП, подключенной к ТТ со стороны ЛВ, рассчитывается:

– по условию обеспечения согласования с первой ступенью токовой защиты от замыканий на землю линии

$$I^{I}_{с.з} \geq K_{отс} K_{ток,шр} I^{I}_{0\,с.з,л} = 1{,}2 \cdot 0{,}025 \cdot 1800 = 54\,(\text{А}),$$

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

$K_{ток,шр} = I_{0шр} / I_{0л} = 34 / 1356 = 0{,}025$ – максимальный коэффициент токораспределения при однофазном КЗ на землю в конце зоны действия первой ступени защиты от замыканий на землю линии;

$I_{0шр} = 34$ А – ток нулевой последовательности в месте установки ТЗНП шунтирующего реактора в расчетном режиме;

$I_{0л} = 1356$ А – ток нулевой последовательности, протекающий в месте установки защиты от замыканий на землю линии;

$I^{I}_{0\,с.з,л} = 1800$ А – ток срабатывания первой ступени защиты линии от замыканий на землю;

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

$$I^{I}_{с.з} \geq K_{отс} 3 I_{0неп,шр} = 1{,}2 \cdot 207{,}8 = 249{,}4\,(\text{А}),$$

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

$3I_{0неп,шр} = 207,8$ А – максимальное значение утроенного тока нулевой последовательности в неполнофазном режиме работы защищаемого шунтирующего реактора.

Условия отстройки от тока нулевой последовательности в неполнофазном режиме требуют расчета неполнофазного режима на линии и здесь не приводятся.

Уставка по току срабатывания первой ступени принимается равной наибольшему значению из полученных по двум условиям, т.е. 249,4 А.

Выдержка времени первой ступени выбирается по условию отстройки от времени срабатывания первой ступени токовой защиты линии от замыканий на землю, с которой производится согласование

$$t^{I}_{с.з} = t^{I}_{с.з,л} + \Delta t = 1,5 + 0,3 = 1,8\,(с),$$

где $t^{I}_{с.з,л} = 1,5$ с – время срабатывания первой ступени защиты линии от замыканий на землю, 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.

Первая ступень ТЗНП выполняется на базе функции TEF, при этом используется высокая (High) ступень функции. В таблице 2.8 приведены параметры, которыми задается функция. Остальные параметры, не перечисленные в таблице, принимаются равными значениям по умолчанию.

Параметр IrUserDef принимается равным номинальному току защищаемого шунтирующего реактора со стороны ЛВ, т.е. 198 А.

Уставка по току срабатывания задается с помощью параметра IsetHigh. Для этого полученное значение тока срабатывания необходимо перевести в проценты от номинального тока реактора:

$$I^{I}_{с.з*} \geq \frac{I^{I}_{с.з}}{I_{ном,ЛВ}} = \frac{249,4}{198} 100\% = 126\%.$$

2.7.8.2 Расчет и выбор параметров срабатывания второй ступени ТЗНП

Первичный ток срабатывания ИО второй ступени ТЗНП, подключенной к ТТ со стороны НВ, рассчитывается по условию согласования со второй ступенью токовой защиты линии от замыканий на землю:

$$I^{II}_{с.з} \geq K_{отс} K_{ток,шр} I^{II}_{0с.з,л} = 1,1 \cdot 0,50 \cdot 2100 = 1155\,(А),$$

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

$K_{ток,шр} = I_{0шр} / I_{0л} = 231 / 465 = 0,50$ – максимальный коэффициент токораспределения, который определяется при однофазном КЗ на землю в конце зоны действия второй ступени защиты линии от замыканий на землю, с

которой производится согласование, в режиме, обеспечивающем наибольшее значение данного коэффициента;

$I_{0шр} = 231$ А – первичный ток нулевой последовательности, протекающий в месте установки ТЗНП шунтирующего реактора в расчетном режиме;

$I_{0л} = 465$ А – ток нулевой последовательности, протекающий в месте установки защиты линии от замыканий на землю;

$I^{II}_{0с.з,л} = 2100$ А – ток срабатывания второй ступени защиты линии от замыканий на землю.

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 ступени защиты линии от замыканий на землю по выражению

$$t^{II}_{с.з} = t^{II}_{с.з,л} + \Delta t = 2,0 + 0,3 = 2,3\,(с),$$

где $t^{II}_{с.з,л} = 2,0$ с – время срабатывания второй ступени защиты линии от замыканий на землю;

$\Delta t = 0,3$ 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;

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

$$t^{II}_{с.з} = t_{оапв} + \Delta t = 1,0 + 0,3 = 1,3\,(с), \qquad (2.28)$$

где $t_{оапв} = 1,0$ с – время выполнения ОАПВ линии, с которым производится согласование;

$\Delta t = 0,3$ с – время запаса.

Значение выдержки времени принимается равным наибольшему из полученных значений, т.е. 2,3 с.

Вторая ступень ТЗНП, также как и первая, выполняется на базе функции TEF, при этом также используется высокая (High) ступень функции. В таблице 2.8 приведены параметры, которыми задается функция. Остальные параметры, не перечисленные в таблице, принимаются равными значениям по умолчанию.

Параметр IrUserDef принимается равным номинальному току защищаемого шунтирующего реактора со стороны ЛВ, т.е. 198 А.

Уставка по току срабатывания задается с помощью параметра IsetHigh. Для этого полученное значение тока срабатывания необходимо перевести в проценты от номинального тока реактора:

$$I^{I}_{с.з*} \geq \frac{I^{I}_{с.з}}{I_{ном,ЛВ}} = \frac{1155}{198} 100\% = 583\%.$$

2.7.9 Перечень выбранных параметров защитных функций

Выбранные параметры функции дифференциальной защиты устройства сведены в таблицу 2.8.

Таблица 2.8 – Перечень параметров срабатывания устройства RET 521

Обозначение параметров срабатывания	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Рассчитанное значение
Функция продольной дифференциальной защиты DIFP					
Активизация	–	Выкл Вкл	–	Выкл	Вкл
Idmin	% от $I_{ном,опор}$	10 – 50	1	40	39
CharactNo	–	1, 2, 3, 4, 5	–	5	4
Idunre	% от $I_{ном,опор}$	200 – 2500	1	600	200
StabByOption	–	По условию Всегда	–	По условию	Всегда
I2/I1ratio	%	10 – 25	1	15	40
I5/I1ratio	%	10 – 50	1	25	40
ZSCSub	–	Выкл Вкл	–	Вкл	Выкл
CrossBlock	–	Выкл Вкл	–	Вкл	Выкл
Функция поперечной дифференциальной защиты TOC					
Активизация	–	Выкл Вкл	–	–	Вкл
IrUserDef	A	1 – 99999	1	–	198
BlockLow	–	Выкл Вкл	–	–	Вкл
BlockHigh	–	Выкл Вкл	–	–	Выкл
IsetHigh	% от IrUserDef	10 – 2000	1	–	10
tDefHigh	c	0,03 – 240,00	0,01	–	0,03
DirectionHigh	–	Ненапр.; В прямом направлении; В обратном направлении	–	–	Ненапр
Функция контроля изоляции ввода TEF1					
Активизация	–	Выкл Вкл	–	–	Вкл
IrUserDef	A	0,1 – 99999,0	0,1	–	0,5
BlockLow	–	Выкл Вкл	–	–	Выкл
IsetLow	% от	5 – 2000	1	–	15

Обозначение параметров срабатывания	**Единица измерения**	**Диапазон**	**Шаг**	**По умолча-нию**	**Рассчитанное значение**
	IrUserDef				
tDefHigh	c	0,03 – 240,00	0,01	–	1,5
BlockHigh	–	Выкл Вкл	–	–	Выкл
IsetHigh	% от IrUserDef	5 – 2000	1	–	5
tDefHigh	c	0,03 – 240,00	0,01	–	9
Функция первой ступени ненаправленной ТЗНП TEF2					
Активизация	–	Выкл Вкл	–	–	Вкл
IrUserDef	A	0,1 – 99999,0	0,1	–	198
BlockLow	–	Выкл Вкл	–	–	Вкл
BlockHigh	–	Выкл Вкл	–	–	Выкл
IsetHigh	% от IrUserDef	5 – 2000	1	–	126
tDefHigh	c	0,03 – 240,00	0,01	–	1,8
Функция второй ступени ненаправленной ТЗНП TEF2					
Активизация	–	Выкл Вкл	–	–	Вкл
IrUserDef	A	0,1 – 99999,0	0,1	–	198
BlockLow	–	Выкл Вкл	–	–	Вкл
BlockHigh	–	Выкл Вкл	–	–	Выкл
IsetHigh	% от IrUserDef	5 – 2000	1	–	583
tDefHigh	c	0,03 – 240,00	0,01	–	2,3

3 Защита шин

В соответствии с [5] 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 документе будут рассмотрены защиты шин на базе устройств RED 521 и REB 670 производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы».

3.1 Краткое описание микропроцессорных устройств защиты производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы», используемых для шин

3.1.1 Устройство защиты шин RED 521

Устройство защиты RED 521 может применяться для защиты шин 6-750 кВ, имеющих до 6 присоединений в каждой зоне защиты при трехфазном исполнении и до 18 присоединений – при однофазном. В последнем случае для выполнения схемы дифференциальной защиты требуется три устройства RED 521 – по одному на каждую фазу.

Устройство обладает высокой надежностью аппаратного обеспечения и широкими возможностями конфигурирования. Помимо защитных, устройство выполняет ряд сервисных функций:

– регистратор событий;

– самодиагностика устройства (повышение надежности функционирования);

– связь с системой мониторинга и сбора данных/управления на подстанции.

Трансформаторы тока всех присоединений, к которым подключается защита, должны быть соединенными в звезду с нулевым проводом (Yo).

Особенности RED 521 таковы, что алгоритмы защиты выполняют все вычисления в первичных величинах, поэтому для правильной работы устройства необходимо задавать параметры ТТ.

Методика расчета параметров срабатывания защитных функций устройства RED 521, приведенная в данном разделе, соответствует техническому справочному руководству [11] и рекомендациям по расчету параметров срабатывания производителя [10].

Расчеты рекомендуется выполнять в следующем порядке:

– проверка обеспечения цифрового выравнивания токов плеч защиты в соответствии с п.В.2 Приложения В;

– проверка обеспечения выполнения требований к ТТ в схемах дифференциальной токовой защиты в соответствии с п.Г.3 Приложения Г;

– параметрирование данных об аналоговых входах устройства и о защищаемом объекте в соответствии с п.Б.3 Приложения Б;

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

В таблице А.3 Приложения А приведен список параметров срабатывания, подлежащих заданию в устройстве защиты, для всех описанных защитных функций.

3.1.2 Устройство защиты шин REB 670

Устройство защиты RET 670 может применяться для защиты распределительных устройств различного вида: с одной системой сборных шин, с двумя системами сборных шин (в том числе секционированных и секционированных с применением обходного устройства), в схемах кольцевого типа и др.

В зависимости от требований устройство REB 670 поставляется в следующих исполнениях:

– трехфазное, с возможностью подключения до 8 трехфазных входов от трансформаторов тока;

– однофазное, с возможностью подключения до 24 однофазных входов от трансформаторов тока.

При однофазном исполнении на выполнение схемы дифференциальной защиты требуется три устройства REB 670 – по одному на каждую фазу.

Трансформаторы тока всех присоединений, к которым подключается защита, должны быть соединенными в звезду с нулевым проводом (Yo).

Особенности REB 670 таковы, что алгоритмы защиты выполняют все вычисления в первичных величинах, поэтому для правильной работы устройства необходимо задавать параметры ТТ.

Методика расчета параметров срабатывания защитных функций устройства REB 670, приведенная в данном разделе, соответствует техническому справочному руководству [16] и рекомендациям по расчету параметров срабатывания производителя [9].

Расчеты рекомендуется выполнять в следующем порядке:

– проверка обеспечения цифрового выравнивания токов плеч защиты в соответствии с п.В.2 Приложения В;

– проверка обеспечения выполнения требований к ТТ в схемах дифференциальной токовой защиты в соответствии с п.Г.3 Приложения Г;

– параметрирование данных об аналоговых входах устройства и о защищаемом объекте в соответствии с п.Б.4 Приложения Б;

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

В таблице А.4 Приложения А приведен список параметров срабатывания, подлежащих заданию в устройстве защиты, для всех описанных защитных функций.

3.2 Дифференциальная токовая защита шин

Дифференциальная защита шин является защитой с абсолютной селективностью и предназначена для отключения всех видов замыканий внутри защищаемой зоны.

3.2.1 Расчет и выбор параметров срабатывания дифференциальной токовой защиты устройства RED 521

В устройстве RED 521 реализована дифференциальная токовая защита с торможением. Расчеты величин для дифференциальной защиты выполняются отдельно для каждой фазы в первичных величинах.

Для обеспечения надежной работы рекомендуется проверить обеспечение цифрового выравнивания токов плеч защиты в соответствии с Приложением В.

В Приложении Г приведены требования к трансформаторам тока в схемах дифференциальной защиты с устройством RET 521. Необходимо отметить, что приведенная ниже методика выбора параметров срабатывания функции дифференциальной защиты подразумевает, что приведенные требования полностью удовлетворены. В противном случае необходимо проконсультироваться со специалистами ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» и принять соответствующие меры (например, увеличить сечения кабеля, загрубить защиту).

В качестве положительного направления токов в устройстве RED 521 принято направление в защищаемую зону (в сторону шин).

Мгновенный дифференциальный ток рассчитывается как сумма мгновенных значений токов всех присоединений:

$$i_{\text{диф}} = i_1 + i_2 + \ldots + i_{\text{n}}. \qquad (3.1)$$

Мгновенные входной и выходной токи рассчитываются как максимальный и минимальный из суммы положительных мгновенных значений токов и модуля суммы отрицательных мгновенных значений токов:

$$i_{\text{вх}} = \max(SP,SN), \qquad (3.2)$$

$$i_{\text{вых}} = \min(SP,SN), \qquad (3.3)$$

где SP – сумма положительных мгновенных значений токов, т.е. токов, направленных в сторону защищаемых шин;

SN – сумма отрицательных мгновенных значений токов, т.е. токов, направленных от защищаемых шин.

Тормозная характеристика срабатывания дифференциальной защиты RED 521 представлена на рисунке 3.1.

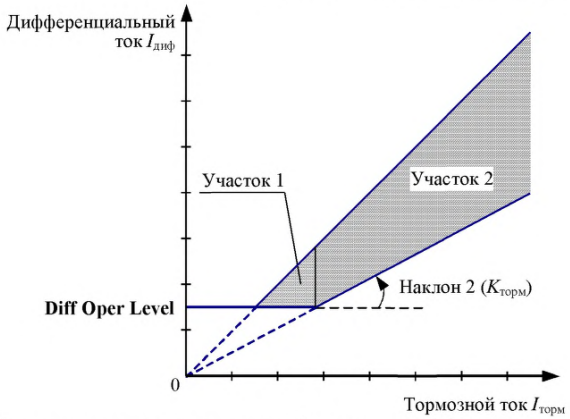


Рисунок 3.1 – Тормозная характеристика функции дифференциальной защиты устройства RED 521

По оси ординат откладывается первичный дифференциальный ток $I_{диф}$, равный среднеквадратичному значению, рассчитываемому на базе мгновенных значений дифференциального тока $i_{диф}$.

По оси абсцисс откладывается первичный тормозной ток $I_{торм}$, равный среднеквадратичному значению, рассчитываемому на базе мгновенных значений входного тока $i_{вх}$.

Тормозная характеристика состоит из двух участков:

– горизонтального (Участок 1), на котором срабатывание определяется параметром срабатывания по начальному дифференциальному току Diff Oper Level;

– наклонного (Участок 2), имеющего фиксированный наклон Наклон 2 с коэффициентом торможения $K_{торм} = 0{,}53$.

Коэффициент торможения наклонного участка определяется по выражению

$$K_{торм} = \frac{\Delta I_{диф}}{\Delta I_{торм}} 100\%, \qquad (3.4)$$

где $\Delta I_{диф}$ – приращение дифференциального тока на границе срабатывания;

$\Delta I_{торм}$ – приращение тормозного тока на границе срабатывания.

3.2.1.1 Начальный дифференциальный ток срабатывания Diff Oper Level (DOL)

Начальный дифференциальный ток срабатывания Diff Oper Level (DOL) рассчитывается и задается в первичных величинах.

Критерием выбора начального дифференциального тока срабатывания Diff Oper Level (DOL) является обеспечение несрабатывания в случае подключения присоединения, во вторичных токовых цепях которого имеется разрыв. Это может быть обеспечено только выбором тормозной

характеристики срабатывания дифференциальной защиты. Чем больше присоединений подключено к зоне защиты, тем больше торможение и тем больший дифференциальный ток (вызванный подключением присоединения, во вторичных токовых цепях которого имеется разрыв) необходим для срабатывания защиты. При повышенном дифференциальном токе с выдержкой времени срабатывает блокировка медленного органа обнаружения разрыва цепей ТТ.

Таким образом, параметр срабатывания должен быть отстроен от максимального дифференциального тока, который может возникнуть при обрыве цепей тока, по выражению:

$$\text{Diff Oper Level} = K_{\text{отс}} I_{\text{раб,макс}}, \quad (3.5)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки. Значение $K_{\text{отс}}$ зависит от наиболее вероятного числа присоединений, которые реально находятся в работе, и выбирается в соответствии с таблицей 3.1, что позволяет обеспечить несрабатывание дифференциальной защиты в случае подключения присоединения, во вторичных токовых цепях которого имеется разрыв;

$I_{\text{раб,макс}}$ – наибольший из максимальных рабочих токов присоединений.

Таблица 3.1 – Значения коэффициента отстройки для расчета параметра срабатывания Diff Oper Level (DOL)

Объект защиты	$\boldsymbol{K_{\text{отс}}}$
Система шин, для которой возможна длительная работа с двумя присоединениями примерно равной мощности	1,15
Система шин, для которой число присоединений с примерно равными наибольшими мощностями равно 3	0,9
Система шин, для которой число мощных присоединений больше 3 и имеются другие, менее мощные присоединения	0,75

Чувствительность проверяется по выражению

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз,мин}}}{\text{Diff Oper Level}}, \quad (3.6)$$

где $I_{\text{кз,мин}}$ – минимальное значение тока короткого замыкания в защищаемой зоне. В качестве расчетного может быть рассмотрен режим опробования.

Рассчитанное значение коэффициента чувствительности должно быть $K_{\text{ч}} \geq (1{,}5 \div 1{,}9)$. При этом обеспечивается надежное функционирование защиты пи минимальных токах повреждений в защищаемой зоне.

3.2.1.2 Контроль исправности вторичных цепей ТТ

Функция контроля исправности вторичных цепей ТТ использует среднеквадратичные значения дифференциального $I_{\text{диф}}$, входного $I_{\text{вх}}$ и выходного $I_{\text{вых}}$ токов. Алгоритм выявляет факт обрыва, но не распознает, в какой именно цепи это произошло. Однако контроль исправности вторичных

цепей ведется для каждой фазы отдельно, поэтому может быть выявлена фаза, в которой произошел разрыв.

3.2.1.2.1 Алгоритм быстродействующего обнаружения разрыва

Алгоритм реагирует на размыкание вторичной цепи какого-либо ТТ в нормальном нагрузочном режиме. При этом используются следующие условия:

– значения входного $I_{вх}$ и $I_{вых}$ были примерно равны (дифференциальный ток не превышал параметра срабатывания Open CT Level – OCTL) в течение времени не менее 5 с до размыкания цепи;

– значение входного тока $I_{вх}$ после разрыва сохраняется неизменными;

– значение выходного тока $I_{вых}$ уменьшается (изменение $I_{вых}$ должно быть больше параметра срабатывания Open CT Level – обнаружение разрыва вторичной цепи одного из ТТ);

– значение дифференциального тока $I_{диф}$ становится больше параметра срабатывания Open CT Level (OCTL);

– значение суммы выходного и дифференциального токов равно значению входного тока предыдущего цикла измерений: $I_{вых} + I_{диф} = I_{вх}$.

При выполнении указанных условий блокируется отключение от дифференциальной защиты в рассматриваемой фазе и выдается сигнал о разрыве цепей ТТ.

Необходимо иметь в виду, что при разрыве вторичных цепей присоединения с наибольшим током произойдет срабатывание дифференциальной защиты, однако сигнал на отключение не пройдет вследствие того, что параметр срабатывания Open CT Level (OCTL) принимается значительно ниже параметра срабатывания Diff Oper Level (DOL). Поэтому параметр срабатывания Diff Oper Level (DOL) может приниматься меньше наибольшего из максимальных рабочих токов присоединений.

Алгоритм быстродействующего обнаружения не может выявить ситуацию, когда к шинам подключается присоединение с разрывом во вторичной цепи. Это связано с тем, что в такой ситуации будет наблюдаться изменение входного тока $I_{вх}$.

3.2.1.2.2 Алгоритм медленного обнаружения разрыва во вторичной цепи ТТ

Алгоритм медленного обнаружения функционирует с выдержкой времени 20 с. Данный алгоритм выдает сигнал при выполнении следующих условий:

– ток нагрузки не меняется значительно в течение последних 5 с;

– значение входного тока больше выходного: $0{,}9\ I_{вх} > I_{вых}$;

При выполнении указанных условий в течение 20 с появляется сигнал о разрыве вторичной цепи и блокируется выход отключения дифференциальной защиты. Функционирование алгоритма медленного обнаружения разрыва

является актуальным при подключении присоединения с разрывом во вторичной цепи. Поскольку выявление указанного повреждения происходит с выдержкой времени 20 с, то необходимо рассмотреть условия, при которых в указанном случае не произойдет срабатывание дифференциальной защиты.

Как показали анализ алгоритма медленного обнаружения и результаты испытаний устройства RED 521, надежное несрабатывание дифференциальной защиты обеспечивается при выполнении хотя бы одного из условий:

$$I_{\text{набр}*} < \text{Diff Oper Level}, \tag{3.7}$$

$$I_{\text{набр}*} \le \frac{K_{\text{торм}}}{(-K_{\text{торм}}}, \tag{3.8}$$

где Diff Oper Level – параметр срабатывания минимального тока срабатывания дифференциальной защиты;

$I_{\text{набр}}$ – наброс тока при включении присоединения с поврежденной вторичной цепью;

$I_{\text{набр}*} = I_{\text{набр}} / I_{\text{вх.пр}}$ – относительное значение наброса тока;

$I_{\text{вх.пр}}$ – входной ток в предшествующем режиме;

$K_{\text{торм}}$ – коэффициент торможения.

Второе условие следует из алгоритма работы дифференциальной защиты RED 521 для случая подключения присоединения с отключенными от защиты цепями тока.

3.2.1.2.3 Дифференциальный ток срабатывания быстродейтсвующего алгоритма функции контроля вторичных цепей ТТ Open CT Level (OCTL)

Параметр срабатывания по дифференциальному току быстродействующего алгоритма функции контроля исправности вторичных цепей ТТ в устройстве обозначается Open CT Level **(OCTL)** и задается в первичных величинах.

Значение параметра срабатывания Open CT Level (OCTL) выбирается по двум условиям:

$$\text{Open CT Level} \ge (0{,}1 \div 0{,}2)\text{Diff Oper Level}, \tag{3.9}$$

$$\text{Open CT Level} \ge 0{,}05 I_{\text{ном.тт.перв}}, \tag{3.10}$$

где Diff Oper Level – параметр срабатывания минимального тока срабатывания дифференциальной защиты;

$I_{\text{ном.тт.перв}}$ – наибольший их первичных номинальных токов ТТ присоединений.

Второе условие определяет нижнюю границу параметра срабатывания Open CT Level (OCTL) при использовании ТТ с первичным номинальном током, значительно превышающим максимальный рабочий ток присоединения.

Из двух значений параметра срабатывания, полученных по условиям (3.9) и (3.10), выбирается наибольшее.

Чувствительность к разрыву токовых цепей алгоритма медленного обнаружения определяется двумя условиями:

$$I_{\text{диф}} \ge \text{Open CT Level}, \tag{3.11}$$

$$0{,}9I_{вх} \geq I_{вых}. \quad (3.12)$$

Условие (3.11) может быть определяющим при небольшом числе присоединений, когда имеется одно или несколько маломощных присоединений. Условие (3.12) может быть определяющим при большом числе присоединений.

Для выявления разрыва токовых цепей при небольших токах нагрузки рекомендуется использовать значения тока $I_{диф}$, считанные с экрана дисплея устройства RED 521.

3.2.2 Расчет и выбор параметров срабатывания дифференциальной защиты устройства REB 670

В устройстве REB 670 реализована дифференциальная токовая защита с торможением, включающая пусковой орган и два измерительных. Расчеты величин для дифференциальной защиты выполняются отдельно для каждой фазы в первичных величинах.

Для обеспечения надежной работы рекомендуется проверить обеспечение цифрового выравнивания токов плеч защиты в соответствии с Приложением В.

В Приложении Г приведены требования к трансформаторам тока в схемах дифференциальной защиты с устройством REB 670. Необходимо отметить, что приведенная ниже методика выбора параметров срабатывания функции дифференциальной защиты подразумевает, что приведенные требования полностью удовлетворены. В противном случае необходимо проконсультироваться со специалистами ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» и принять соответствующие меры (например, увеличить сечения кабеля, загрубить защиту).

Включение/исключение измерений токов ТТ присоединений, используемых для расчета дифференциальных токов в пусковом (ПО) и избирательных органах (ИО), настраивается заданием соответствующих параметров и на основе внешних сигналов положения разъединителей/выключателей первичного оборудования (последнее для схем с возможностью перефиксации присоединений). Включение измерения любого из ТТ присоединений (за исключением ШСВ и СВ) к двум зонам одновременно рассматривается как режим нарушенной фиксации (неконтролируемый переток из одной зоны в другую). В этом режиме измерения от всех ТТ присоединений (за исключением ШСВ и СВ, настраивается параметрами алгоритма выбора зон защиты), подключенных к REB 670, автоматически настраиваются и включаются в каждый ИО. Иными словами, оба ИО переводятся из статуса ИО в статус ПО с неселективным отключением. Перевод дифференциальной защиты REB 670 в режим нарушенной фиксации возможен также принудительно – подачей внешнего дискретного сигнала (например, от ключа оперативного управления на время выполнения перефиксации присоединений, когда существует вероятность

возникновения несоответствия схемы дифференциальной защиты и схемы первичных соединений).

Дополнительно в дифференциальной защите REB 670 предусмотрен отдельный ПО. Его рекомендуется использовать, если существует вероятность несоответствия схемы защиты и схемы первичных соединений (и излишняя работа ИО) из-за неисправностей вторичных цепей управления (блок-контактов разъединителей/выключателей и др.)

В качестве положительного направления токов в устройстве RED 521 принято направление в защищаемую зону (в сторону шин).

Мгновенный дифференциальный ток рассчитывается как сумма мгновенных значений токов всех присоединений:

$$i_{\text{диф}} = i_1 + i_2 + \ldots + i_{\text{n}}. \qquad (3.13)$$

Мгновенные входной и выходной токи рассчитываются как максимальный и минимальный из суммы положительных мгновенных значений токов и модуля суммы отрицательных мгновенных значений токов:

$$i_{\text{вх}} = \max(SP,SN), \qquad (3.14)$$

$$i_{\text{вых}} = \min(SP,SN), \qquad (3.15)$$

где SP – сумма положительных мгновенных значений токов, т.е. токов, направленных в сторону защищаемых шин;

SN – сумма отрицательных мгновенных значений токов, т.е. токов, направленных от защищаемых шин.

Для построения тормозных характеристик избирательных и пускового органов (рисунки 3.2 и 3.3) используются среднеквадратические значения дифференциального, входного и выходного токов:

– по оси ординат откладывается первичный дифференциальный ток $I_{\text{диф}}$, равный среднеквадратичному значению, рассчитываемому на базе мгновенных значений дифференциального тока $i_{\text{диф}}$;

– по оси абсцисс откладывается первичный тормозной ток $I_{\text{торм}}$, равный среднеквадратичному значению, рассчитываемому на базе мгновенных значений входного тока $i_{\text{вх}}$ для избирательных органов (рисунок 3.2) и выходного тока $i_{\text{вых}}$ для пускового органа (рисунок 3.3).

Коэффициент торможения наклонных участков тормозных характеристик определяется по выражению

$$K_{\text{торм}} = \frac{\Delta I_{\text{диф}}}{\Delta I_{\text{торм}}} 100\%, \qquad (3.16)$$

где $\Delta I_{\text{диф}}$ – приращение дифференциального тока на границе срабатывания;
$\Delta I_{\text{торм}}$ – приращение тормозного тока на границе срабатывания.

3.2.2.1 Расчет и выбор параметров избирательного органа

Каждый избирательный орган включает

– дифференциальную защиту с торможением;

– чувствительный дифференциальный орган;

– орган контроля исправности токовых цепей;

– орган контроля дифференциального и входного токов.

В защите предусмотрено два избирательных органа с одинаковым набором параметров, поэтому расчет и выбор параметров срабатывания по приведенной ниже методике необходимо производить для обоих избирательных органов.

Тормозная характеристика срабатывания избирательного органа дифференциальной защиты REB 670 представлена на рисунке 3.2.

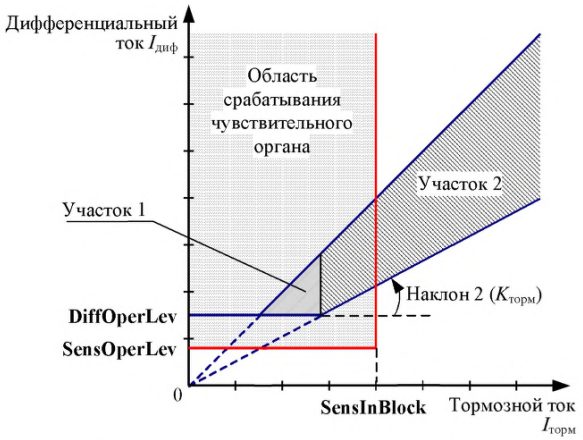


Рисунок 3.2 – Тормозная характеристика избирательного органа функции дифференциальной защиты устройства REB 670

Тормозная характеристика дифференциальной защиты с торможением состоит из двух участков:

– горизонтального (Участок 1), на котором срабатывание определяется параметром срабатывания по начальному дифференциальному току Diff Oper Level;

– наклонного (Участок 2), имеющего фиксированный наклон Наклон 2 с коэффициентом торможения $K_{торм} = 0{,}53$.

Тормозная характеристика срабатывания чувствительного органа состоит из двух участков:

– на участке до входного тока SensInBlock чувствительный орган срабатывает при превышении дифференциальным током параметра срабатывания SensOperLev;

– при входном токе, большем параметра срабатывания SensInBlock, происходит блокирование чувствительного органа.

3.2.2.1.1 Активизация функции избирательного органа

Параметр Operation предназначен для активизации функции избирательного органа дифференциальной токовой защиты и может быть установлен равным одному из значений:

«Off» – избирательный орган отключен;

«On» – избирательный орган включен.

3.2.2.1.2 Начальный дифференциальный ток срабатывания DiffOperLev

Начальный дифференциальный ток срабатывания DiffOperLev тормозной характеристики (3.2) рассчитывается и задается в первичных величинах.

Параметр срабатывания DiffOperLev должен быть отстроен от максимальных токов небаланса, которые могут возникнуть при обрыве цепей тока, по выражению:

$$\text{DiffOperLev} = K_{\text{отс}} I_{\text{раб,макс}}, \quad (3.17)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки. Значение $K_{\text{отс}}$ зависит от наиболее вероятного числа присоединений, которые реально находятся в работе, и выбирается в соответствии с таблицей 3.2, что позволяет обеспечить несрабатывание дифференциальной защиты в случае подключения присоединения, во вторичных токовых цепях которого имеется разрыв;

$I_{\text{раб,макс}}$ – наибольший из максимальных рабочих токов присоединений, подключенных к рассматриваемой зоне защиты.

Таблица 3.2 – Значения коэффициента отстройки для расчета параметра срабатывания DiffOperLev

Объект защиты	$K_{\text{отс}}$
Система шин, для которой возможна длительная работа с двумя присоединениями примерно равной мощности	1,15
Система шин, для которой число присоединений с примерно равными наибольшими мощностями равно 3	0,9
Система шин, для которой число мощных присоединений больше 3 и имеются другие, менее мощные присоединения	0,75

Чувствительность проверяется по выражению

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз,мин}}}{\text{DiffOperLev}} \geq 1{,}5, \quad (3.18)$$

где $I_{\text{кз,мин}}$ – минимальное значение тока короткого замыкания в защищаемой зоне. В качестве расчетного рассматривается рабочий режим.

При $K_{\text{ч}} \geq 1{,}5$ обеспечивается надежное функционирование защиты при минимальных токах повреждений в защищаемой зоне.

Если условие (3.18) выполняется для минимального тока КЗ в режиме опробования, то чувствительный орган защиты может не использоваться.

3.2.2.1.3 Режим работы выхода отключения избирательного органа DiffTripOut

Параметр DiffTripOut определяет режим работы выхода отключения избирательного органа дифференциальной защиты и может быть установлен равным одному из значений:

«SelfReset» – без подхвата, т.е. выходной отключающий сигнал избирательного органа сбрасывается по истечении заданного времени tTripHold;

«Latched» – с подхватом, т.е. выходной отключающий сигнал выполняется с самоподхватом. При этом самоподхват осуществляется с помощью ручной команды сброса/квитирования по внешнему входу функционального блока избирательного органа. Эта команда сброса может подаваться вручную как со встроенного переднего ИЧМ, так и по каналам связи.

3.2.2.1.4 Длительность импульса выходного отключающего сигнала избирательного органа tTripHold

Выдержка времени tTripHold определяет длительность импульса выходного отключающего сигнала избирательного органа в режиме его работы с самоподхватом (параметр DiffTripOut установлен в положение «SelfReset»). Если выход отключения избирательного органа работает в режиме с подхватом (параметр DiffTripOut установлен в положение «Latched»), то выдержка времени tTripHold не оказывает влияния на работу функции дифференциальной защиты.

Величина tTripHold определяется схемой управления выключателями присоединений. Значение выдержки времени рекомендуется принимать равным 0,200 с.

3.2.2.1.5 Параметры чувствительного дифференциального органа (SensDiffOper, SensOperLev, SensInBlock)

Чувствительный орган дифференциальной защиты предусмотрен для надежного отключения внутренних повреждений при опробовании шин в случае, если не обеспечивается достаточная чувствительность избирательных органов.

Параметр SensDiffOper определяет режим работы чувствительного органа дифференциальной защиты и может быть установлен равным одному из значений:

«Off» – чувствительный орган отключен;

«On» – чувствительный орган вводится в работу по внешнему дискретному сигналу (например, от ключа управления или по сигналу от логики АПВ шин).

Характеристика срабатывания чувствительного органа представлена на рисунке 3.2. На участке до входного тока SensInBlock чувствительный орган срабатывает при превышении дифференциальным током параметра срабатывания SensOperLev. При входном токе, большем параметра срабатывания SensInBlock, происходит блокирование чувствительного органа.

Параметр срабатывания по дифференциальному току чувствительного органа в устройстве обозначается SensOperLev и задается в первичных величинах.

Параметр срабатывания SensOperLev рассчитывается по условию обеспечения чувствительности в режиме опробования по выражению:

$$\text{SensOperLev} = \frac{I_{\text{кз,мин,опроб}}}{K_{\text{ч}}}, \quad (3.19)$$

где $I_{\text{кз,мин,опроб}}$ – минимальное значение тока повреждения в защищаемой зоне при питании повреждения от наиболее слабого из возможных присоединений для режима опробования;

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

Чувствительный орган дифференциальной защиты шин должен вводиться в работу на определенное время, связанное с процедурой опробования. Вместе с тем (с учетом возможных ошибок персонала) целесообразно блокировать чувствительный орган при определенном тормозном токе.

Параметр срабатывания блокировки чувствительного органа по уровню входного тока в устройстве обозначается SensInBlock и задается в первичных величинах.

Параметр срабатывания SensInBlock рассчитывается по выражению:

$$\text{SensInBlock} = 1{,}9K_{\text{отс}} \cdot \text{DiffOperLev}, \quad (3.20)$$

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

DiffOperLev – параметр срабатывания минимального дифференциального тока срабатывания.

Выдержка времени на срабатывание чувствительного органа в устройстве обозначается tSensDiff и задается в секундах. Величина tSensDiff может быть выбрана в зависимости от конкретных требований.

3.2.2.1.6 Параметры органа контроля исправности токовых цепей (SlowOCTOper, FastOCTOper, OCTOperLev, tSlowOCT, OCTReleaseLev)

Параметр SlowOCTOper определяет режим работы медленнодействующей блокировки дифференциальной защиты при обнаружении неисправности вторичных цепей ТТ и может быть установлен равным одному из значений:

«Off» – медленнодействующая блокировка отключена;

«Block» – медленнодействующая блокировка включена;

«Supervise» – медленнодействующая блокировка действует на сигнал (SOCT), а также блокирует защиту, если дифференциальный ток не превышает параметра срабатывания OCTReleaseLev.

Параметр SlowOCTOper необходимо устанавливать равным значению «Block» (блокирование дифференциальной защиты в случае срабатывания).

Параметр FastOCTOper определяет режим работы быстродействующей блокировки дифференциальной защиты при обнаружении неисправности вторичных цепей ТТ и может быть установлен равным одному из значений:

«Off» – быстродействующая блокировка отключена;

«Block» – быстродействующая блокировка включена;

«Supervise» – быстродействующая блокировка действует на сигнал (FOCT), а также блокирует защиту, если дифференциальный ток не превышает параметра срабатывания OCTReleaseLev.

Параметр FastOCTOper необходимо устанавливать равным значению «Block» (блокирование дифференциальной защиты в случае срабатывания).

Параметр срабатывания алгоритма обнаружения неисправности цепей ТТ по дифференциальному току в устройстве обозначается OCTOperLev и задается в первичных величинах.

Параметр срабатывания OCTOperLev выбирается таким образом, чтобы обеспечить обнаружение разрыва токовых цепей между ТТ и устройством REB 670 присоединения с наименьшим рабочим током по двум условиям:

$$\text{OCTOperLev} \geq (0{,}1 \div 0{,}2)\text{DiffOperLev}, \quad (3.21)$$

где DiffOperLev – начальный дифференциальный ток срабатывания, рассчитываемый в соответствии с п.3.2.2.1.2;

$$\text{OCTOperLev} \geq 0{,}05 I_{\text{ном,тт,перв}}, \quad (3.22)$$

где $I_{\text{ном,тт,перв}}$ – максимальный из первичных номинальных токов ТТ присоединений.

Параметр срабатывания принимается равным наибольшему их двух полученных значений.

Чувствительность к обнаружению неисправности токовых цепей медленнодействующей блокировки определяется двумя условиями:

$$0{,}9 I_{\text{вх}} > I_{\text{вых}}, \quad (3.23)$$

где $I_{\text{вх}}$ и $I_{\text{вых}}$ – среднеквадратические значения входного и выходного токов;

$$I_{\text{диф}} \geq \text{OCTOperLev}, \quad (3.24)$$

OCTOperLev – параметра срабатывания органа неисправности токовых цепей.

Первое условие может быть определяющим при небольшом числе присоединений, когда имеется одно или несколько маломощных присоединений. Второе условие может быть определяющим при большом числе присоединений.

Выдержка времени на подачу сигнала о срабатывании медленнодействующей блокировки дифференциальной защиты при обнаружении неисправности в цепях ТТ в устройстве обозначается tSlowOCT и задается в секундах. Величина tSlowOCT может быть принята равной 10 с, если отсутствуют какие-либо требования.

Уровень дифференциального тока для режима работы «Supervise» органа контроля исправности цепей ТТ в устройстве задается с помощью параметра срабатывания OCTReleaseLev в первичных величинах. При превышении дифференциальным током параметра срабатывания OCTReleaseLev разрешается работа рассматриваемого избирательного органа дифференциальной защиты.

3.2.2.1.7 Параметры органа контроля дифференциального и входного токов (IdAlarmLev, tIdAlarm, IinAlarmLev)

Для каждой зоны защиты предусмотрен контроль повышенного дифференциального тока и повышенного входного тока через зону защиты.

Если дифференциальный ток в течение времени tIdAlarm превышает уровень, заданный параметром срабатывания IdAlarmLev, то активизируется соответствующий выход сигнализации, то активизируется соответствующий выход сигнализации.

Полные погрешности защитных ТТ при небольших токах нагрузки не нормируются, поэтому рассчитать значение тока $I_{диф}$ в нормальных нагрузочных режимах не предоставляется возможным. Однако можно использовать экспериментальные данные. С этой целью следует зафиксировать значение тока $I_{диф,нагр}$ при рабочих токах нагрузки с помощью дисплея (ИЧМ). Параметр срабатывания IdAlarmLev рекомендуется выбирать в диапазоне

$$\text{OCTOperLev} > \text{IdAlarmLev} \geq 2I_{диф,нагр}, \quad (3.25)$$

где OCTOperLev – уровень дифференциального тока срабатывания органа контроля исправности токовых цепей;

$I_{диф,нагр}$ – дифференциальное значение тока в нормальном нагрузочном режиме.

Выдержку времени на срабатывание выходного сигнала органа контроля повышенного уровня дифференциального тока рекомендуется принять равной 30 с, если отсутствуют иные требования.

Если уровень входного тока превысит уровень, заданный параметром IinAlarmLev, то активизируется (без выдержки времени) другой вход сигнализации.

Орган контроля повышенного уровня входного тока может быть использован для выявления режима внешнего КЗ. Параметр срабатывания IinAlarmLev может быть выбран исходя из условия

$$\text{IinAlarmLev} \geq 0{,}9I_{кз,мин,внещ}, \quad (3.26)$$

где $I_{кз,мин,внеш}$ – минимальный ток внешнего КЗ рядом с зоной защиты.

3.2.2.2 Расчет и выбор параметров пускового органа

Пусковой орган необходим для защиты первичных схем, в которых предусмотрен перевод присоединений из одной зоны защиты в другую, когда существует вероятность ошибочного определения защитой включения

присоединений к одной из двух зон защиты по различным причинам (например, из-за неисправностей вторичных токовых цепей или блок-контактов выключателей или разъединителей).

Тормозная характеристика срабатывания пускового органа дифференциальной защиты REB 670 представлена на рисунке 3.3.

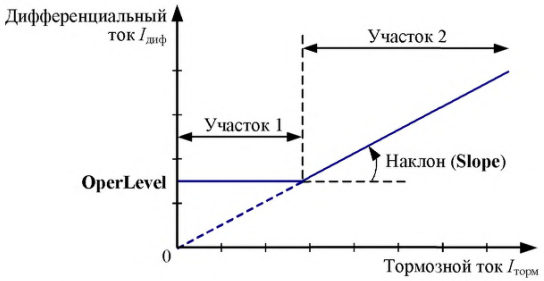


Рисунок 3.3 – Тормозная характеристика пускового органа функции дифференциальной защиты устройства REB 670

Тормозная характеристика состоит из двух участков:

– горизонтального (Участок 1), на котором срабатывание определяется параметром срабатывания по начальному дифференциальному току Oper Level;

– наклонного (Участок 2), имеющего наклон «Наклон» с коэффициентом торможения Slope.

3.2.2.2.1 Активизация работы пускового органа CheckZoneSup

Параметр CheckZoneSup предназначен для активизации работы пускового органа защиты и может быть установлен равным одному из значений:

«Off» – пусковой орган не используется;

«On» – пусковой орган введен в работу.

Для защиты шин с возможностью «перефиксации» присоединений рекомендуется параметр CheckZoneSup устанавливать равным значению «On», а для защиты шин с фиксированным подключением присоединений – значению «Off».

3.2.2.2.2 Начальный дифференциальный ток срабатывания пускового органа OperLevel

Начальный дифференциальный ток срабатывания пускового органа OperLevel тормозной характеристики (3.3) рассчитывается и задается в первичных величинах.

Параметр срабатывания OperLevel должен обеспечивать более высокую чувствительность по сравнению с чувствительностью избирательных органов, а также обеспечивать несрабатывание пускового органа при

несоответствии логики выбора зон защиты реальному положению присоединений.

Исходя из этого уставку рекомендуется рассчитывать по выражению

$$\text{OperLevel} \geq K_{\text{отс}} I_{\text{раб,макс}}, \quad (3.27)$$

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

$I_{\text{раб,макс}}$ – максимальный из рабочих токов присоединений.

3.2.2.2.3 Коэффициент торможения тормозной характеристики пускового органа Slope

Коэффициент торможения Slope определяет наклон тормозной характеристики срабатывания и задается в относительных единицах.

Параметр Slope обеспечивать более высокую чувствительность по сравнению с чувствительностью избирательных органов, поэтому значение параметра рекомендуется принимать равным Slope = 0,45.

3.3 Пример расчета параметров срабатывания защиты шин 110 кВ на базе RED 521

3.3.1 Исходные данные

Ниже приведен пример расчета защиты шин 110 кВ на базе RED 521. Исходная схема дана на рисунке 3.4.

Для выбора параметров срабатывания потребуются следующие расчетные данные:

$I_{\text{раб,макс,1}} = I_{\text{раб,макс,4}} = 100$ А – первичный рабочий максимальный ток линий 1 и 4;

$I_{\text{раб,макс,2}} = I_{\text{раб,макс,5}} = 150$ А – первичный рабочий максимальный ток линий 2 и 5;

$I_{\text{раб,макс,3}} = I_{\text{раб,макс,6}} = 250$ А – первичный рабочий максимальный ток присоединений с трансформатором 3 и 6;

$I_{\text{кз,макс}} = 11600$ А – максимальный ток при внешнем КЗ (точка К1 на схеме 3.4);

$I_{\text{кз,мин}} = 1800$ А – минимальное значение тока короткого замыкания в защищаемой зоне (точка К2 на схеме 3.4).

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока ТТ1 – ТТ6 равны: $K_{\text{ТТ1}} = K_{\text{ТТ2}} = K_{\text{ТТ3}} = K_{\text{ТТ4}} = 400/5$ и $K_{\text{ТТ3}} = K_{\text{ТТ6}} = 600/5$.

ТТ всех присоединений имеют одинаковый тип с параметрами, представленными в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Параметры ТТ присоединений

Наименование параметра	Обозначение параметра	Единица измерения	Значение
Номинальная десятипроцентная предельная кратность	$K_{\text{пр,ном}}$	–	30
Активное сопротивление вторичной обмотки	$Z_{\text{обм2}} \approx R_{\text{обм2}}$	Ом	0,48

ТТ			
Номинальное сопротивление нагрузки	$Z_{нг,ном}$	Ом	1,2
Сопротивление нагрузки	$Z_{нг} \approx R_{нг}$	Ом	0,5

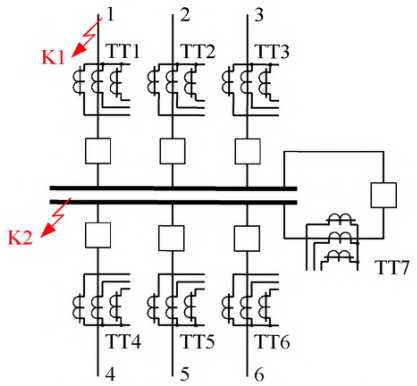


Рисунок 3.4 – Схема для расчета защиты шин

В примере рассмотрены следующие вопросы:

– параметрирование данных об аналоговых входах;

– проверка обеспечения цифрового выравнивания токов присоединений;

– выбор параметров срабатывания дифференциальной токовой защиты.

Результаты расчета и выбора параметров защитных функций сведены в таблицу 3.6.

3.3.2 Проверка обеспечения цифрового выравнивания токов присоединений

Проверка обеспечения цифрового выравнивания токов плеч защищаемого объекта выполняется в соответствии с п.В.2 Приложения В.

Для проверки обеспечения цифрового выравнивания амплитуд (модулей) токов плеч рассчитаем вторичные токи присоединений в максимальном рабочем режиме:

$$I_{раб,макс,вт,1} = I_{раб,макс,вт,4} = \frac{I_{раб,макс,1}}{K_{ТТ1}} = \frac{100}{400/5} = 1{,}25\,(А),$$

$$I_{раб,макс,вт,2} = I_{раб,макс,вт,5} = \frac{I_{раб,макс,2}}{K_{ТТ2}} = \frac{150}{400/5} = 1{,}88\,(А),$$

$$I_{раб,макс,вт,3} = I_{раб,макс,вт,6} = \frac{I_{раб,макс,3}}{K_{ТТ3}} = \frac{250}{600/5} = 2{,}08\,(А).$$

В устройстве RED 521 предусмотрен десятикратный диапазон выравнивания, т.е. проверим обеспечение условия (В.2.2):

$$0{,}1 < \frac{I_{\text{раб,макс,вт},1}}{I_{\text{ном,т},1}} = \frac{I_{\text{раб,макс,вт},4}}{I_{\text{ном,т},4}} = \frac{2{,}08}{5} = 0{,}42 < 10,$$

$$0{,}1 < \frac{I_{\text{раб,макс,вт},2}}{I_{\text{ном,т},2}} = \frac{I_{\text{раб,макс,вт},5}}{I_{\text{ном,т},5}} = \frac{1{,}88}{5} = 0{,}38 < 10,$$

$$0{,}1 < \frac{I_{\text{раб,макс,вт},3}}{I_{\text{ном,т},3}} = \frac{I_{\text{раб,макс,вт},6}}{I_{\text{ном,т},6}} = \frac{1{,}25}{5} = 0{,}25 < 10.$$

где $I_{\text{ном,т},n} = 5$ А – номинальный тока входа n устройства, который принимаются равным номинальному вторичному току ТТ.

Условия для всех сторон выполняются, т.е. цифровое выравнивание амплитуд (модулей) токов присоединений обеспечивается.

3.3.3 Проверка обеспечения требований к трансформаторам тока в схемах дифференциальной токовой защиты

Проверка обеспечения требований к трансформаторам тока в схемах дифференциальной токовой защиты выполняется в соответствии с п.Г.3 Приложения Г.

В виду отсутствия кривых предельных кратностей для рассматриваемого типа ТТ рассчитаем значение предельной кратности по выражению (Г.3.2):

$$K_{\text{пр}} \approx \frac{K_{\text{пр,ном}} \sqrt{R_{\text{обм2}}^2 + 1{,}6 R_{\text{обм2}} Z_{\text{нг,ном}} + Z_{\text{нг,ном}}^2}}{R_{\text{обм2}} + R_{\text{нг}}} =$$

$$= \frac{30\sqrt{0{,}48^2 + 1{,}6 \cdot 0{,}48 \cdot 1{,}2 + 1{,}2^2}}{0{,}48 + 0{,}5} = 49{,}3.$$

Полученное значение проверим по условию (Г.3.1):

$$K_{\text{пр}} = 49{,}3 \geq 0{,}5 I_{\text{кз,макс}*} = 0{,}5 \cdot 29 = 14{,}5,$$

где $I_{\text{кз,макс}*} = I_{\text{кз,макс}} / I_{\text{ном,тт,перв}} = 11600/400 = 29$ – относительный максимальный ток КЗ;

$I_{\text{кз,макс}} = 11600$ А – максимальный возможный ток КЗ через ТТ;

$I_{\text{ном,тт,перв}} = 400$ А – номинальных токов ТТ, через который протекает ток $I_{\text{кз,макс}}$.

Условие для ТТ, находящегося в наихудших условиях, выполняется, значит, ТТ всех присоединений удовлетворяют требованиям производителя.

3.3.4 Параметрирование данных об аналоговых входах

Параметрирование данных об аналоговых входах и о защищаемом объекте выполняется в соответствии с п.Б.3 Приложения Б.

Для аналоговых токовых входов трех фаз, к которым подключены ТТ линий (присоединения 1, 2, 4, 5), параметры задаются одинаково в соответствии с таблицей 3.4, а для аналоговых входов присоединений с трансформатором (присоединения 3 и 6) – в соответствии с таблицей 3.5.

Т.к. все ТТ имеют одинаковые местоположения точки звезды по отношению к защищаемой зоне (находятся вне зоны действия защиты), для всех комплектов ТТ параметр CT prim принимается положительным.

Таблица 3.4 – Перечень параметров для токовых входов ТТ, установленных на линиях

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолча-нию	Выбранное значение
CT prim	A	-10000 – +10000	1	0	400

Таблица 3.5 – Перечень параметров для токовых входов ТТ, установленных на присоединениях с трансформаторами

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолча-нию	Выбранное значение
CT prim	A	-10000 – +10000	1	0	600

3.3.5 Выбор параметров срабатывания дифференциальной токовой защиты устройства RET 521

Расчет и выбор параметров срабатывания дифференциальной токовой защиты устройства RET 521 выполняется в соответствии с п.3.2.1.

3.3.5.1 Начальный дифференциальный ток срабатывания Diff Oper Level (DOL)

Рассчитаем начальный дифференциальный ток срабатывания Diff Oper Level (DOL) по условию отстройки от максимального дифференциального тока, который может возникнуть при обрыве цепей тока, по выражению:

$$\text{Diff Oper Level} = K_{\text{отс}} I_{\text{раб,макс}} = 1{,}15 \cdot 250 = 288 \text{ (А)},$$

где $K_{\text{отс}} = 1{,}15$ – коэффициент отстройки. Значение $K_{\text{отс}}$ выбираем в соответствии с таблицей 3.1 для системы шин, для которой возможна длительная работа с двумя присоединениями примерно равной мощности;

$I_{\text{раб,макс}} = 250$ А – наибольший из максимальных рабочих токов присоединений (принимается равным $I_{\text{раб,макс,З}}$).

Чувствительность проверяется по выражению

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз,мин}}}{\text{Diff Oper Level}} = \frac{1800}{288} = 6{,}25,$$

где $I_{\text{кз,мин}} = 1800$ А – минимальное значение тока междуфазного короткого замыкания в защищаемой зоне (точка К2 на схеме 3.4).

Рассчитанное значение коэффициента чувствительности удовлетворяет условию $K_{\text{ч}} \geq (1{,}5 \div 1{,}9)$.

3.3.5.2 Дифференциальный ток срабатывания быстродействующего алгоритма функции контроля вторичных цепей ТТ Open CT Level (OCTL)

Рассчитаем параметр срабатывания по дифференциальному току быстродействующего алгоритма функции контроля исправности вторичных цепей ТТ Open CT Level (OCTL) по двум условиям:

$$\text{Open CT Level} \geq 0{,}2 \cdot \text{Diff Oper Level} = 0{,}2 \cdot 288 = 58 \text{ (A)},$$

$$\text{Open CT Level} \geq 0{,}05 \cdot I_{\text{ном,тт,перв}} = 0{,}05 \cdot 600 = 30 \text{ (A)},$$

где $I_{\text{ном,тт,перв}} = 600$ А – наибольший их первичных номинальных токов ТТ присоединений.

Из двух полученных значений параметра срабатывания выбираем наибольшее, т.е. Open CT Level = 58 А.

Чувствительность к разрыву токовых цепей проверим по двум условиями:

$$I_{\text{диф}} = 100 \text{ А} \geq \text{Open CT Level} = 58 \text{ А},$$

$$0{,}9 I_{\text{вх}} = 0{,}9 \cdot 500 = 450 \text{ А} \geq I_{\text{вых}} = 400 \text{ А}.$$

где $I_{\text{диф}} = 100$ А – дифференциальный ток при обрыве токовых цепей наиболее слабого присоединения (присоединения 1);

$I_{\text{вх}} = 500$ А и $I_{\text{вых}} = 400$ А – входной и выходной токи при обрыве наиболее слабого присоединения (присоединения 1).

Выполнение обоих условий обеспечивается, т.е. функции контроля исправности вторичных цепей ТТ является достаточно чувствительной.

3.3.6 Перечень выбранных параметров защитных функций

Выбранные параметры устройства защиты сведены в таблицу 3.6.

Таблица 3.6– Перечень параметров срабатывания устройства RED 521

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолча-нию	Рассчитанное значение
Diff Oper Level	А	1 – 10000	1	1000	288
Open CT Level	А	1 – 5000	1	200	58

Список литературы

1. А.М.Дмитренко. Об использовании предельной кратности трансформаторов тока при проектировании и анализе дифференциальных защит трансформаторов. // «Электрические станции», №3, 2003.

2. ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия.

3. Е.П.Королев, Э.М.Либерзон. Расчеты допустимых нагрузок в токовых цепях релейной защиты. – М.: Энергия, 1980. – 208 с.

4. «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ», СО 153-34.20.122-2006.

5. Правила устройства электроустановок, 7-ое издание.

6. Приказ Российского открытого акционерного общества энергетики и электрификации «ЕЭС России» № 57 от 11.02.2008 «Об организации взаимодействия ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России» при создании или модернизации систем технологического управления в ЕЭС России, выполняемых в ходе нового строительства, технического перевооружения, реконструкции объектов электроэнергетики».

7. Рекомендации по применению и выбору уставок функции дифференциальной защиты трансформаторов устройства RET 521. Редакция от 28.11.2008. Разработал: Дмитренко А.М. Проверил: Арсентьев А.П. Утвердил: Нудельман Г.С. ООО «АББ Автоматизация», Россия.

8. Рекомендации по применению и выбору уставок функции дифференциальной защиты трансформаторов устройства RET 670. Методическое пособие. АББЧ.620031.002. Редакция от 26.11.2008. Разработал: Дмитренко А.М. Проверил: Арсентьев А.П. Утвердил: Калачев Ю.Н. ООО «АББ Автоматизация», Россия.

9. Рекомендации по применению и выбору уставок функции дифференциальной защиты шин устройства REB 670. Методическое пособие. АББЧ.650031.003. Редакция от 20.01.2009. Разработал: Арсентьев А.П. Проверил: Дмитренко А.М. Утвердил: Григорьев С.А., Калачев Ю.Н. ООО «АББ Автоматизация», Россия.

10. Рекомендации по применению и выбору уставок функции дифференциальной защиты широкого применения терминала RED 521 версии 1.0. 1-я редакция от 10.06.2003. Разработал: Дмитренко А.М. Утвердил: Нудельман Г.С. ООО «АББ Автоматизация», Россия.

11. Руководство пользователя RED 521*1.0. Цифровой терминал дифференциальной защиты. 1MRK 505 031-UEN. Апрель 2001. Версия 1.0. ООО «АББ Автоматизация», Россия.

12. 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.

13. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ: Расчеты. – М.: Энергоатомиздат, 1985, – 96 с., ил.

14. Техническое справочное руководство RET 521*2.3. Терминал защиты трансформатора. Июнь 2007. ООО «АББ Автоматизация», Россия.

15. Техническое справочное руководство. Интеллектуальное электронное устройство дифференциальной защиты трансформатора RET 670*1.0. 1MRK 504 048-UEN. Июнь 2006. ООО «АББ Автоматизация», Россия.

16. Техническое справочное руководство. Интеллектуальное электронное устройство дифференциальной защиты шин REB 670. 1MRK 505 167-UEN. Июнь 2006. ООО «АББ Автоматизация», Россия.

Приложение А

Перечни параметров срабатывания функций дифференциальной защиты устройств RET 521, RET 670, RED 521 и REB 670

Таблица А.1 – Перечень параметров устройства RET 521

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Описание параметра
Функция дифференциальной защиты DIFP					
Активизация	–	Выкл Вкл	–	Выкл	Активизация функции дифференциальной защиты
Idmin	% от $I_{ном,опор}$ *	10 – 50	1	30	Минимальный параметр срабатывания дифференциальной защиты
CharactNo	–	1, 2, 3, 4, 5	–	3	Номер тормозной характеристики
Idunre	% от $I_{ном,опор}$	500 – 2500	1	1000	Параметр срабатывания дифференциальной отсечки
StabByOption	–	По условию Всегда	–	По условию	Блокировка по второй гармонике
I2/I1ratio	%	10 – 25	1	15	Блокировка дифференциальной защиты с торможением по второй гармонике (отношение второй гармоники к первой)
I5/I1ratio	%	10 – 50	1	25	Блокировка дифференциальной защиты с торможением по пятой гармонике (отношение пятой гармоники к первой гармонике)
ZSCSub	–	Выкл Вкл	–	Вкл	Вычитание тока нулевой последовательности
CrossBlock	–	Выкл Вкл	–	Вкл	Поперечная блокировка
Функция дифференциальной токовой защиты нулевой последовательности REF					
Активизация	–	Выкл Вкл	–	Выкл	Активизация функции дифференциальной токовой защиты нулевой последовательности
Idmin	% от $I_{ном,опор}$ *	5 – 50	1	30	Минимальный дифференциальный ток срабатывания
roa	Градусы	60-90	–	75	Угол срабатывания реле в градусах

* $I_{ном,опор}$ – ток опорной стороны

Таблица А.2 – Перечень параметров устройства RET 670

Обозначение параметра	**Единица измерения**	**Диапазон**	**Шаг**	**По умолча-нию**	**Описание параметра**
Функция дифференциальной защиты PDIF, 87T					
Operation	–	Off On	–	Off	Активизация функции дифференциальной защиты
EndSection1	В долях от $I_{ном,опор}$ *	0,20 – 1,50	0,01	1,25	Относительный тормозной ток, соответствующий концу первого участка тормозной характеристики
IdMin	В долях от $I_{ном,опор}$ *	0,10 – 0,60	0,01	0,30	Относительный минимальный дифференциальный ток срабатывания на первом участке тормозной характеристики
EndSection2	В долях от $I_{ном,опор}$ *	1,00 – 10,00	0,01	3,00	Относительный тормозной ток, соответствующий концу второго участка тормозной характеристики
SlopeSection2	%	10,0 – 50,0	0,1	40,0	Коэффициент торможения на втором (первом наклонном) участке тормозной характеристики (тангенс угла наклона)
SlopeSection3	%	30,0 – 100,0	0,1	80,0	Коэффициент торможения на третьем (втором наклонном) участке тормозной характеристики (тангенс угла наклона)
IdUnre	В долях от $I_{ном,опор}$ *	1,00 – 50,00	0,01	10,00	Относительный минимальный дифференциальный ток срабатывания дифференциальной отсечки
I2/I1Ratio	%	5 – 100	1	15	Величина срабатывания блокировки защиты по второй гармонике
I5/I1Ratio	%	5 – 100	1	25	Величина срабатывания блокировки по пятой гармонике
CrossBlockEn	–	Off On	–	On	Активизация перекрестной блокировки защиты между фазами
SOFTMode	–	Off On	–	On	Активизация функции включения на повреждение

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Описание параметра
NegSeqDiffEn	–	Off On	–	On	Активизация функции дифференциальной защиты по обратной последовательности
OpenCNEnable	–	Off On	–	On	Активизация функции контроля цепей ТТ
Функция дифференциальной токовой защиты нулевой последовательности REF					
Operation	–	Выкл Вкл	–	Выкл	Активизация функции дифференциальной токовой защиты нулевой последовательности
IdMin	% от $I_{ном,опор}$ *	4 – 100	1	30	Минимальный дифференциальный ток срабатывания
ROA	Градусы	60-90	–	60	Угол срабатывания реле в градусах

* $I_{ном,опор}$ – ток опорной стороны

Таблица А.3 – Перечень параметров устройства RED 521

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Описание параметра
Diff Oper Level	A	1 – 10000	1	1000	Начальный дифференциальный ток срабатывания функции дифференциальной защиты
Open CT Level	A	1 – 5000	1	200	Параметр срабатывания по дифференциальному току быстродействующего алгоритма контроля исправности вторичных цепей ТТ

Таблица А.4 – Перечень параметров устройства REB 670

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Описание параметра
Избирательный орган дифференциальной защиты					
Operation	–	Off On	–	Off	Активизация избирательного органа
DiffOperLev	A	1 – 99999	1	1000	Начальный дифференциальный ток срабатывания
DiffTripOut	–	SelfReset Latched	–	SelfReset	Режим работы выхода отключения

Обозначение параметра	**Единица измерения**	**Диапазон**	**Шаг**	**По умолчанию**	**Описание параметра**
tTripHold	с	0,000 – 60,000	0,001	0,200	Выдержка времени на возврат отключения от дифференциальной защиты в режиме SelfReset
SensDiffOper	–	Off On	–	Off	Режим работы чувствительного органа
SensOperLev	А	1 – 99999	1	200	Параметр срабатывания по дифференциальному току чувствительного органа
SensInBlock	А	1 – 99999	1	1000	Параметр срабатывания блокировки чувствительного органа по уровню входного тока
tSensDiff	с	0,000 – 60,000	0,001	0,400	Выдержка времени на срабатывание чувствительного органа
SlowOCTOper	–	Off Block Supervise	–	Block	Режим работы медленнодействующей блокировки дифференциальной защиты при обнаружении неисправности вторичных цепей ТТ
FastOCTOper	–	Off Block Supervise	–	Block	Режим работы быстродействующей блокировки дифференциальной защиты при обнаружении неисправности вторичных цепей ТТ
OCTOperLev	А	1 – 99999	1	200	Параметр срабатывания алгоритма обнаружения неисправности цепей ТТ

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолча-нию	Описание параметра
tSlowOCT	с	0,00 – 6000,00	0,01	20,00	Выдержка времени на подачу сигнала о срабатывании медленнодействующей блокировки дифференциальной защиты при обнаружении неисправности цепей ТТ
OCTReleaseLev	А	1 – 99999	1	2500	Уровень дифференциального тока для режима работы Supervise органа контроля исправности цепей ТТ, по превышению которого разрешается работа дифференциальной защиты
IdAlarmLev	А	1 – 99999	1	200	Параметр срабатывания сигнализации о повышенном дифференциальном токе
tIdAlarm	с	0,00 – 6000,00	0,01	30,00	Выдержка времени для подачи сигнала о повышенном дифференциальном токе
IinAlarmLev	А	1 – 99999	1	3000	Параметр срабатывания сигнализации о повышенном входном токе
Пусковой орган дифференциальной защиты					
CheckZoneSup	–	Off On	–	Off	Режим работы функции контроля зоны неизбирательного действия (пускового органа)
OperLevel	А	1 – 99999	1	1000	Начальный дифференциальный ток срабатывания пускового органа
Slope	–	0,00 – 0,90	0,01	0,15	Наклон тормозной характеристики срабатывания

Приложение Б

Параметрирование данных об аналоговых входах и о защищаемом объекте

Б.1 Устройство RET 521

В устройстве RET 521 все расчеты производятся в первичных величинах, поэтому в устройство защиты 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).

Эти данные обычно рассчитываются и выбираются на этапе проектирования и могут быть заданы с помощью встроенного ИЧМ или SMS.

Необходимо ответственно относиться к параметрированию данных об аналоговых входах и о защищаемом объекте, т.к. эта информация оказывает влияние на работу защитных функций устройства. Так, например, номинальные показания напряжения требуются, даже если не предусмотрено использование функций напряжения; функция дифференциальной защиты использует эти величины для расчета коэффициентов цифрового выравнивания амплитуд (модулей) токов плеч дифференциальной защиты.

Б.1.1 Параметрирование данных об аналоговых входах

Устройство может иметь максимум два аналоговых модуля AIM1 и AIM2, каждый их которых имеет 10 каналов аналоговых входов. Обозначения каналов задаются с помощью графического инструмента конфигурации CAP 531 путем конфигурирования функциональных блоков AIM1 и AIM2. Данные подключаемых трансформаторов тока и трансформаторов напряжения могут быть заданы с помощью встроенного ИЧМ или SMS. Для каждого канала отдельно должны быть заданы параметры, приведенные в таблице Б.1.1 для токовых входов и в таблице Б.1.2 для напряженческих. Оба модуля могут иметь три различных исполнения.

Таблица Б.1.1 – Перечень параметров для токового входа (одного канала)

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	Описание параметра
Input CT Tap	A	1 или 5	–	Номинальный ток входа устройства защиты (номинальный ток входного ТТ – малогабаритного ТТ, установленного на аналоговой входной плате)
CT prim	A	1 – 99999	1	Номинальный первичный ток ТТ
CT sec	A	1 или 5	–	Номинальный вторичный ток ТТ

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	Описание параметра
CT star point	–	To Object From Object	–	Сторона заземления ТТ. To Object – к объекту. From Object – от объекта.

Таблица Б.1.2 – Перечень параметров для напряженческого входа (одного канала)

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	Описание параметра
VT prim	кВ	0,1 – 999,9	0,1	Номинальное первичное напряжение ТН
VT sec	В	1 – 999	1	Номинальное вторичное напряжение ТН

При задании параметров ТТ необходимо учитывать, что если используется ТТ с завышенным первичным номинальным током, то коэффициент трансформации ТТ следует представить в уменьшенном виде. Например, если для защиты силового трансформатора с номинальным током 150 А используется трансформатор тока с коэффициентом трансформации 1000/5, то номинальные первичный и вторичный токи ТТ для рассматриваемого канала необходимо задать равными, соответственно, CT prim = 200 А и CT sec = 1 А.

Трансформаторы тока, к которым подключается устройство защиты, со всех сторон должны быть соединены по схеме «звезда».

Параметр, определяющий сторону заземления трансформаторов тока, CT star point принимается равным «To Object», если рассматриваемый ТТ заземлен внутри защищаемой зоны, и «From Object», если рассматриваемый ТТ заземлен вне защищаемой зоны.

Б.1.2 Параметрирование данных о двухобмоточном трансформаторе

Если защищаемым объектом является двухобмоточный трансформатор, должны быть заданы следующие параметры, перечисленные в таблице Б.1.3.

Таблица Б.1.3 – Перечень параметров двухобмоточного трансформатора, подлежащих заданию в устройстве RET 521

Обозначение параметра	**Единица измерения**	**Диапазон**	**Шаг**	**По умолча-нию**	**Описание параметра**
VectorGroup 2W	–	Yy00 Yy02 Yy04 Yy06 Yy08 Yy10 Yd01 Yd03 Yd05 Yd07 Yd09 Yd11 Dy01 Dy03 Dy05 Dy07 Dy09 Dy11 Dd00 Dd02 Dd04 Dd06 Dd08 Dd10	–	Yy00	Векторная группа трансформатора
Sr	МВА	0,1 – 9999,9	0,1	173,2	Номинальная мощность защищаемого трансформатора
Ir1	А	1 – 99999	1	1000	Номинальный ток обмотки ВН защищаемого трансформатора
Ur1	кВ	0,1 – 999,9	0,1	100,0	Номинальное напряжение между двумя фазами обмотки ВН защищаемого трансформатора
Ir2	А	1 – 99999	1	1000	Номинальный ток обмотки НН защищаемого трансформатора
Ur2	кВ	1,0 – 999,9	0,1	100,0	Номинальное напряжение между двумя фазами обмотки НН защищаемого трансформатора

Векторная группа двухобмоточного трансформатора **VectorGroup 2W** выбирается из предложенных вариантов. При этом в обозначении первая буква (Y или D) соответствует схеме соединения обмотки стороны ВН («звезда» или «треугольник»), вторая буква (y или d) – схеме соединения обмотки стороны НН («звезда» или «треугольник»), а цифры – номер группы соединения.

Номинальная мощность **Sr** и номинальные напряжения сторон **Ur1** и **Ur2** задаются в соответствии с каталожными данными защищаемого трансформатора.

Номинальные токи обмоток **Ir1** и **Ir2** могут быть рассчитаны по выражению

$$IrN = \frac{Sr}{\sqrt{3}UrN}, \qquad (Б.1.1)$$

где N – номер обмотки, для которой ведется расчет (N = 1 – для стороны ВН, N = 2 – для стороны НН).

Б.1.3 Параметрирование данных о трехобмоточном трансформаторе

Если защищаемым объектом является трехобмоточный трансформатор, то должны быть заданы параметры, перечисленные в таблице Б.1.4.

Таблица Б.1.4 – Перечень параметров трехобмоточного трансформатора, подлежащих заданию в устройстве защиты

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Описание параметра
VectorGroup 3W	–	Yy00y00 Yy00y02 Yy00y04 Yy00y06 Yy00y08 Yy00y10 и т.д.	1	Yy00y00	Векторная группа трансформатора
Sr1	МВА	0,1 – 9999,9	0,1	173,2	Номинальная мощность обмотки ВН защищаемого трансформатора
Ir1	А	1 – 99999	1	1000	Номинальный ток обмотки ВН защищаемого трансформатора
Ur1	кВ	0,1 – 999,9	0,1	100,0	Номинальное напряжение между двумя фазами обмотки

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолча-нию	Описание параметра
					ВН защищаемого трансформатора
Sr2	МВА	0,1 – 9999,9	0,1	173,2	Номинальная мощность обмотки СН защищаемого трансформатора
Ir2	А	1 – 99999	1	1000	Номинальный ток обмотки СН защищаемого трансформатора
Ur2	кВ	0,1 – 999,9	0,1	100,0	Номинальное напряжение между двумя фазами обмотки СН защищаемого трансформатора
Sr3	МВА	0,1 – 9999,9	0,1	173,2	Номинальная мощность обмотки НН защищаемого трансформатора
Ir3	А	1 – 99999	1	1000	Номинальный ток обмотки НН защищаемого трансформатора
Ur3	кВ	0,1 – 999,9	0,1	100,0	Номинальное напряжение между двумя фазами обмотки НН защищаемого трансформатора

Векторная группа трехобмоточного трансформатора **VectorGroup 3W** выбирается из предложенных вариантов. При этом в обозначении первая буква (Y или D) соответствует схеме соединения обмотки стороны ВН («звезда» или «треугольник»), вторая буква (y или d) – схеме соединения обмотки стороны СН («звезда» или «треугольник»), затем идут цифры – номер группы соединения обмоток ВН-СН, далее буква (y или d), соответствующая схеме соединения обмотки стороны НН («звезда» или «треугольник»), и последняя цифра – номер группы соединения ВН-НН.

Номинальные мощности **Sr1**, **Sr2** и **Sr3** и номинальные напряжения сторон **Ur1**, **Ur2** и **Ur3** задаются в соответствии с каталожными данными защищаемого трансформатора.

Необходимо иметь в виду, что выбор опорной стороны осуществляется защитой автоматически: принимается сторона с наибольшей номинальной

мощностью обмотки, а при равных мощностях сторон – сторона ВН (сторона, для которой наименования параметров, задаваемых в устройстве защиты, имеют индекс «1»). Однако для гарантированного приведения измеренных токов к требуемой стороне трансформатора с равными номинальными мощностями обмоток необходимо задавать мощность этой обмотки больше номинальных мощностей остальных обмоток на минимальное значение 0,1 МВА.

Номинальные токи обмоток **Ir1**, **Ir2** и **Ir3** могут быть рассчитаны по выражению

$$IrN = \frac{SrN}{\sqrt{3}UrN}, \qquad (Б.1.2)$$

где N – номер обмотки, для которой ведется расчет (N = 1 – для стороны ВН, N = 2 – для стороны СН, N = 3 – для стороны НН).

Б.1.4 Параметрирование данных о двухобмоточном трансформаторе с расщепленными обмотками НН

Для трансформатора с расщепленными обмотками низшего напряжения параметры задаются так же, как для трехобмоточного трансформатора, в соответствии с таблицей Б.1.6. При этом первичная обмотка соответствует стороне ВН, а обмотки НН1 и НН2 – соответственно сторонам СН и НН.

Б.1.5 Параметрирование данных автотрансформатора

Для автотрансформатора параметры задаются так же, как для трехобмоточного трансформатора, в соответствии с таблицей Б.1.6 и техническими данными защищаемого автотрансформатора.

Б.1.6 Параметрирование данных о шунтирующем реакторе

Для шунтирующего реактора параметры задаются так же, как для двухобмоточного трансформатора, в соответствии с таблицей Б.1.3. При этом стороне ВН соответствует сторона с линейными вводами, а стороне НН – с нейтральными вводами. Параметр VectorGroup 2W выбирается исходя из рекомендации для шунтирующего реактора задавать одинаковую схему соединения для обеих сторон: параметр может быть принят равным Yy00 или Dd00. Необходимо иметь в виду, что в первом случае (Yy00) вычитание токов нулевой последовательности будет выполняться всегда, не зависимо от параметра ZSCSub. Во втором случае (Dd00) работа функции вычитания токов нулевой последовательности определяется параметром ZSCSub, что позволяет отключить функцию вычитания токов нулевой последовательности.

При подключении защиты к трансформаторам тока, встроенным в параллельные ветви обмотки ШР со стороны НВ параметры защищаемого объекта задаются так же, как для трехобмоточного трансформатора, в соответствии с таблицей Б.1.6. При этом параметр VectorGroup 3W должен приниматься равным Yy00y00 или Dd00d00. Также необходимо учитывать,

что выбор группы соединения может повлиять на работу функции вычитания токов нулевой последовательности.

Б.1.7 Параметрирование данных об устройстве РПН

В устройстве RET 521 может быть предусмотрен учет положения РПН силового трансформатора (автотрансформатора). При этом положение устройства РПН должно быть заведено в терминал с помощью двоично-закодированного сигнала (в модуль дискретных входов) или мА сигнала (в модуль входных мА сигналов).

При этом устройстве защиты RET 521 должны быть заданы параметры, перечисленные в таблице Б.1.5.

С помощью параметров NoOfTaps и RatedTap задается суммарное количество отпаек устройства РПН и номер отпайки, соответствующий нулевому (начальному) положению РПН.

С помощью параметров MinTapVoltage и MaxTapVoltage задаются напряжения, соответствующие первой и последней отпайкам РПН.

Если положение устройства РПН не заведено в терминал, то все представленные в таблице Б.1.5 параметры рекомендуется принять равными минимальным значениям из диапазона, т.е. NoOfTaps = 1, RatedTap = 1, MinTapVoltage = 0,1 и MaxTapVoltage = 0,1.

Таблица Б.1.5 – Перечень параметров устройства РПН, подлежащих заданию в устройстве защиты

Обозначение параметра	**Единица измерения**	**Диапазон**	**Шаг**	**По умолча-нию**	**Описание параметра**
NoOfTaps	–	1 – 64	1	20	Количество отпаек устройства РПН
RatedTap	–	1 – 64	1	10	Номер номинальной отпайки (отпайки, соответствующей номинальному коэффициенту трансформации)
MinTapVoltage	кВ	0.1 – 999,9	0,1	100,0	Напряжение для минимальной отпайки (отпайки номер 1)
MaxTapVoltage	кВ	0.1 – 999,9	0,1	100,0	Напряжение для максимальной отпайки (отпайки номер NoOfTaps)

Б.2 Устройство RET 670

Алгоритмы защиты в RET 670 производят все расчеты в первичных величинах, поэтому в устройство защиты 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, номинальные токи).

Эти данные обычно рассчитываются и выбираются на этапе проектирования и задаются наладчиками с помощью встроенного ИЧМ или SMS.

Необходимо ответственно относиться к параметрированию данных об аналоговых входах и о защищаемом объекте, т.к. эта информация оказывает влияние на работу защитных функций устройства. Так, например, номинальные показания напряжения требуются, даже если не предусмотрено использование функций напряжения; функция дифференциальной защиты трансформатора использует эти величины для расчета коэффициента трансформации силового трансформатора.

Б.2.1 Параметрирование данных об аналоговых входах

Устройство может иметь максимум два аналоговых модуля TRM40 и TRM41, каждый их которых имеет 12 каналов аналоговых входов. Модули могут иметь 5 различных исполнений

«6I + 6U» – шесть токовых входов и шесть напряженческих;

«9I + 3U» – девять токовых входов и три напряженческих;

«6I» – шесть токовых входов;

«12I» – двенадцать токовых входов;

«7I + 5U» – семь токовых входов и пять напряженческих.

Для каждого канала отдельно задаются параметры, приведенные в таблице Б.2.1 для токовых входов и в таблице Б.2.2 для напряженческих.

Таблица Б.2.1 – Перечень параметров для токового входа (одного канала)

Обозначение параметра	**Единица измерения**	**Диапазон**	**Шаг**	**По умолчанию**	**Описание параметра**
NAMECH	–	13 символов	–	–	Имя входа
CTStarPoint	A	From Object To Object	–	To Object	Сторона заземления ТТ. From Object – от объекта. To Object – к объекту.
CTsec	A	1 – 10	1	1	Номинальный вторичный ток ТТ
CTprim	A	1 – 99999	1	3000	Номинальный первичный ток ТТ

Таблица Б.2.2 – Перечень параметров для напряженческого входа (одного канала)

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Описание параметра
NAMECH	–	13 символов	–	–	Имя входа
VTsec	В	0,001 – 999,999	0,001	110,000	Номинальное вторичное напряжение ТН
VTprim	кВ	0,05 – 2000,00	0,05	400	Номинальное первичное напряжение ТН

При задании параметров ТТ необходимо учитывать, что если используется ТТ с завышенным первичным номинальным током, то коэффициент трансформации ТТ, если это возможно, следует представить в уменьшенном виде для обеспечения более точного выравнивания. Например, если для защиты силового трансформатора с номинальным током 150 А используется трансформатор тока с коэффициентом трансформации 1000/5, то номинальные первичный и вторичный токи ТТ для рассматриваемого канала необходимо задать равными, соответственно, CT prim = 200 А и CT sec = 1 А.

Трансформаторы тока, к которым подключается устройство защиты, со всех сторон должны быть соединены по схеме «звезда».

Параметр, определяющий сторону заземления трансформаторов тока, CTStarPoint принимается равным «To Object», если рассматриваемый ТТ заземлен внутри защищаемой зоны, и «From Object», если рассматриваемый ТТ заземлен вне защищаемой зоны.

Б.2.2 Параметрирование данных о двухобмоточном трансформаторе

При параметрировании данных о двухобмоточном трансформаторе должны быть заданы следующие параметры, перечисленные в таблице Б.2.3.

Таблица Б.2.3 – Перечень параметров двухобмоточного трансформатора, подлежащих заданию в устройстве

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Описание параметра
RatedVoltageW1	кВ	0,05 – 2000,00	0,05	400,00	Номинальное напряжение обмотки ВН трансформатора
RatedVoltageW2	кВ	0,05 – 2000,00	0,05	231,00	Номинальное напряжение обмотки НН трансформатора
RatedCurrentW1	А	1 – 99999	1	577	Номинальный ток обмотки ВН трансформатора

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Описание параметра
RatedCurrentW2	A	1 – 99999	1	1000	Номинальный ток обмотки НН трансформатора
ConnectTypeW1	–	Wye (Y) Delta (D)	–	Wye (Y)	Схема соединения обмотки ВН. Wye (Y) – звезда. Delta (D) – треугольник.
ConnectTypeW2	–	Wye (Y) Delta (D)	–	Delta (D)	Схема соединения обмотки НН. Wye (Y) – звезда. Delta (D) – треугольник.
ClockNumberW2	–	0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11	–	0	Угол сдвига вектора напряжения обмотки НН относительно вектора напряжения обмотки ВН (соответствует векторной группе соединения обмоток трансформатора) 0 – 0° 1 – 30° (отставание) 2 – 60° (отставание) 3 – 90° (отставание) 4 – 120° (отставание) 5 – 150° (отставание) 6 – 180° 7 – 150° (опережение) 8 – 120° (опережение) 9 – 90° (опережение) 10 – 60° (опережение) 11 – 30° (опережение)
ZSCurrSubtrW1	–	Off On	–	On	Режим вычитания тока нулевой последовательности для обмотки ВН. Off – не вычитается. On – вычитается.
ZSCurrSubtrW2	–	Off On	–	On	Режим вычитания тока нулевой последовательности для обмотки НН. Off – не вычитается. On – вычитается.

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Описание параметра
TconfigForW1	–	No Yes	–	No	Т-конфигурация со стороны обмотки ВН (два входа ТТ со стороны ВН). No – нет. Yes – да.
CT1RatingW1	A	1 – 99999	1	3000	Первичный номинальный ток первого ТТ стороны ВН для Т-конфигурации.
CT2RatingW1	A	1 – 99999	1	3000	Первичный номинальный ток второго ТТ стороны ВН для Т-конфигурации.
TconfigForW2	–	No Yes	–	No	Т-конфигурация со стороны обмотки НН (два входа ТТ со стороны НН). No – нет. Yes – да.
CT1RatingW2	A	1 – 99999	1	3000	Первичный номинальный ток первого ТТ стороны НН для Т-конфигурации.
CT2RatingW2	A	1 – 99999	1	3000	Первичный номинальный ток второго ТТ стороны НН для Т-конфигурации.

В обозначениях параметров защищаемого трансформатора индекс «W1» соответствует стороне ВН, «W2» – стороне НН.

Номинальные напряжения сторон **RatedVoltageW1** и **RatedVoltageW2** задаются в соответствии с каталожными данными защищаемого трансформатора.

Номинальные токи обмоток **RatedCurrentW1** и **RatedCurrentW2** могут быть рассчитаны по выражению

$$\text{RatedCurrentWN} = \frac{S_{\text{ном, N}}}{\sqrt{3}\text{RatedVoltageWN}}, \qquad \text{(Б.2.1)}$$

где N – номер обмотки, для которой ведется расчет (N = 1 – для стороны ВН, N = 2 – для стороны НН);

$S_{\text{ном,N}}$ – номинальная мощность соответствующей обмотки трансформатора.

Схемы соединения обмоток трансформатора (звезда или треугольник) для сторон ВН и НН задаются с помощью параметров **ConnectTypeW1** и **ConnectTypeW2** соответственно. Группа соединения, определяющая угол

сдвига векторов напряжения двух обмоток, задается с помощью параметра **ClockNumberW2**. Например, для трансформатора с группой соединения Y/D-11 значения параметров должны быть следующими:

ConnectTypeW1 – «Wye (Y)»;

ConnectTypeW2 – «Delta (D)»;

ClockNumberW2 – «11».

С помощью параметров **ZSCurrSubtrW1** и **ZSCurrSubtrW2** задается режим вычитания токов нулевой последовательности для сторон ВН и НН соответственно. Выбор значения каждого параметра зависит от ряда факторов:

а) возможности (или невозможности) появления токов нулевой последовательности с соответствующей стороны дифференциальной защиты. Следует иметь в виду, что, если группа соединения обмоток защищаемого трансформатора (параметр **ClockNumberW2**) равна 1, 3, 5, 7, 9 и 11, то соответствующий параметр **ZSCurrSubtrWN** должен приниматься равным «On»;

б) возможности (или невозможности) трансформации токов нулевой последовательности в схеме защищаемого трансформатора;

в) наличия (или отсутствия) в зоне дифференциальной защиты со стороны НН схем, создающих в нормальном режиме или режиме однофазного замыкания на землю токи нулевой последовательности, превышающие значение параметра срабатывания по начальному дифференциальному току **IdMin**.

С помощью параметров **TconfigForW1** и **TconfigForW2** задается, есть ли с соответствующей стороны два входа ТТ (например, если для рассматриваемой стороны схема подключения защищаемого трансформатора с двумя выключателями). Если для какой-либо из сторон параметр **TconfigForWN** устанавливается равным значению «Yes», то для этой стороны необходимо также задать первичные номинальные токи первого и второго высоковольтных ТТ – параметры **CT1RatingWN** и **CT2RatingWN** соответственно. В противном случае, если параметр **TconfigForWN** установлен равным значению «No», то параметры **CT1RatingWN** и **CT2RatingWN** влияния на работу защиты не оказывают и могут быть приняты равными значениям по умолчанию.

Б.2.3 Параметрирование данных о трехобмоточном трансформаторе

При параметрировании данных о трехобмоточном трансформаторе должны быть заданы следующие параметры, перечисленные в таблице Б.2.4.

Таблица Б.2.4 – Перечень параметров трехобмоточного трансформатора, подлежащих заданию в устройстве

Обозначение параметра	**Единица измерения**	**Диапазон**	**Шаг**	**По умолчанию**	**Описание параметра**
RatedVoltageW1	кВ	0,05 – 2000,00	0,05	400,00	Номинальное напряжение обмотки ВН трансформатора
RatedVoltageW2	кВ	0,05 – 2000,00	0,05	231,00	Номинальное напряжение обмотки СН трансформатора
RatedVoltageW3	кВ	0,05 – 2000,00	0,05	10,50	Номинальное напряжение обмотки НН трансформатора
RatedCurrentW1	А	1 – 99999	1	577	Номинальный ток обмотки ВН трансформатора
RatedCurrentW2	А	1 – 99999	1	1000	Номинальный ток обмотки СН трансформатора
RatedCurrentW3	А	1 – 99999	1	7173	Номинальный ток обмотки НН трансформатора
ConnectTypeW1	–	Wye (Y) Delta (D)	–	Wye (Y)	Схема соединения обмотки ВН. Wye (Y) – звезда. Delta (D) – треугольник.
ConnectTypeW2	–	Wye (Y) Delta (D)	–	Wye (Y)	Схема соединения обмотки СН. Wye (Y) – звезда. Delta (D) – треугольник.
ConnectTypeW3	–	Wye (Y) Delta (D)	–	Delta (D)	Схема соединения обмотки НН. Wye (Y) – звезда. Delta (D) – треугольник.

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Описание параметра
ClockNumberW2	–	0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11	–	0	Угол сдвига вектора напряжения обмотки СН относительно вектора напряжения обмотки ВН (соответствует векторной группе соединения обмоток трансформатора) 0 – 0° 1 – 30° (отставание) 2 – 60° (отставание) 3 – 90° (отставание) 4 – 120° (отставание) 5 – 150° (отставание) 6 – 180° 7 – 150° (опережение) 8 – 120° (опережение) 9 – 90° (опережение) 10 – 60° (опережение) 11 – 30° (опережение)
ClockNumberW3	–	0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11	–	5	Угол сдвига вектора напряжения обмотки НН относительно вектора напряжения обмотки ВН (соответствует векторной группе соединения обмоток трансформатора) 0 – 0° 1 – 30° (отставание) 2 – 60° (отставание) 3 – 90° (отставание) 4 – 120° (отставание) 5 – 150° (отставание) 6 – 180° 7 – 150° (опережение) 8 – 120° (опережение) 9 – 90° (опережение) 10 – 60° (опережение) 11 – 30° (опережение)
ZSCurrSubtrW1	–	Off On	–	On	Режим вычитания тока нулевой последовательности для обмотки ВН. Off – не вычитается. On – вычитается.

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Описание параметра
ZSCurrSubtrW2	–	Off On	–	On	Режим вычитания тока нулевой последовательности для обмотки СН. Off – не вычитается. On – вычитается.
ZSCurrSubtrW3	–	Off On	–	On	Режим вычитания тока нулевой последовательности для обмотки НН. Off – не вычитается. On – вычитается.
TconfigForW1	–	No Yes	–	No	Т-конфигурация со стороны обмотки ВН (два входа ТТ со стороны ВН). No – нет. Yes – да.
CT1RatingW1	A	1 – 99999	1	3000	Первичный номинальный ток первого ТТ стороны ВН для Т-конфигурации.
CT2RatingW1	A	1 – 99999	1	3000	Первичный номинальный ток второго ТТ стороны ВН для Т-конфигурации.
TconfigForW2	–	No Yes	–	No	Т-конфигурация со стороны обмотки СН (два входа ТТ со стороны СН). No – нет. Yes – да.
CT1RatingW2	A	1 – 99999	1	3000	Первичный номинальный ток первого ТТ стороны СН для Т-конфигурации.
CT2RatingW2	A	1 – 99999	1	3000	Первичный номинальный ток второго ТТ стороны СН для Т-конфигурации.
TconfigForW3	–	No Yes	–	No	Т-конфигурация со стороны обмотки НН (два входа ТТ со стороны НН). No – нет. Yes – да.

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Описание параметра
CT1RatingW3	A	1 – 99999	1	3000	Первичный номинальный ток первого ТТ стороны НН для Т-конфигурации.
CT2RatingW3	A	1 – 99999	1	3000	Первичный номинальный ток второго ТТ стороны НН для Т-конфигурации.

В обозначениях параметров защищаемого трансформатора индекс «W1» соответствует стороне ВН, «W2» – стороне СН, а «W3» – стороне НН.

Номинальные напряжения сторон **RatedVoltageW1**, **RatedVoltageW2** и **RatedVoltageW1** задаются в соответствии с каталожными данными защищаемого трансформатора.

Номинальные токи обмоток **RatedCurrentW1**, **RatedCurrentW2** и **RatedCurrentW3** могут быть рассчитаны по выражению

$$\text{RatedCurrentWN} = \frac{S_{\text{ном,N}}}{\sqrt{3}\text{RatedVoltageWN}}, \qquad \text{(Б.2.2)}$$

где N – номер обмотки, для которой ведется расчет (N = 1 – для стороны ВН, N = 2 – для стороны СН, N = 3 – для стороны НН);

$S_{\text{номN}}$ – номинальная мощность соответствующей обмотки трансформатора.

Схемы соединения обмоток трансформатора (звезда или треугольник) для сторон ВН, СН и НН задаются с помощью параметров **ConnectTypeW1**, **ConnectTypeW2** и **ConnectTypeW3** соответственно. Группа соединения, определяющая угол сдвига векторов напряжения двух обмоток, задается с помощью параметров **ClockNumberW2** (для обмоток СН и ВН) и **ClockNumberW3** (для обмоток НН и ВН). Например, для трансформатора с группой соединения Y/D/D-11-11 значения параметров должны быть следующими:

ConnectTypeW1 – «Wye (Y)»;
ConnectTypeW2 – «Delta (D)»;
ConnectTypeW3 – «Delta (D)»;
ClockNumberW2 – «11»;
ClockNumberW3 – «11».

С помощью параметров **ZSCurrSubtrW1**, **ZSCurrSubtrW2** и **ZSCurrSubtrW3** задается режим вычитания токов нулевой последовательности для сторон ВН, СН и НН соответственно. Выбор значения каждого параметра зависит от ряда факторов:

а) возможности (или невозможности) появления токов нулевой последовательности с соответствующей стороны дифференциальной защиты. Следует иметь в виду, что, если группа соединения для обмотки СН (параметр

ClockNumberW2) и/или НН (параметр **ClockNumberW3**) равна 1, 3, 5, 7, 9 и 11, то соответствующий параметр **ZSCurrSubtrWN** должен приниматься равным «On»;

б) возможности (или невозможности) трансформации токов нулевой последовательности в схеме защищаемого трансформатора;

в) наличия (или отсутствия) в зоне дифференциальной защиты со стороны НН схем, создающих в нормальном режиме или режиме однофазного замыкания на землю токи нулевой последовательности, превышающие значение параметра срабатывания по начальному дифференциальному току срабатывания **IdMin**.

С помощью параметров **TconfigForW1**, **TconfigForW2** и **TconfigForW3** задается, есть ли с соответствующей стороны два входа ТТ (например, если для рассматриваемой стороны схема подключения защищаемого трансформатора с двумя выключателями). Если для какой-либо из сторон параметр **TconfigForWN** устанавливается равным значению «Yes», то для этой стороны необходимо также задать первичные номинальные токи первого и второго высоковольтных ТТ – параметры **CT1RatingWN** и **CT2RatingWN** соответственно. В противном случае, если параметр **TconfigForWN** установлен равным значению «No», то параметры **CT1RatingWN** и **CT2RatingWN** влияния на работу защиты не оказывают и могут быть приняты равными значениям по умолчанию.

Б.2.4 Параметрирование данных о двухобмоточном трансформаторе с расщепленными обмотками НН

Для трансформатора с расщепленными обмотками низшего напряжения параметры задаются так же, как для трехобмоточного трансформатора, в соответствии с таблицей Б.2.4. При этом первичная обмотка соответствует стороне ВН (параметры с индексом «W1»), а обмотки НН1 и НН2 – соответственно сторонам СН (параметры с индексом «W2») и НН (параметры с индексом «W3»).

Б.2.5 Параметрирование данных автотрансформатора

Для автотрансформатора параметры задаются так же, как для трехобмоточного трансформатора, в соответствии с таблицей Б.2.4 и с техническими данными защищаемого автотрансформатора.

Б.2.6 Параметрирование данных о шунтирующем реакторе

Для шунтирующего реактора параметры задаются так же, как для двухобмоточного трансформатора, в соответствии с таблицей Б.2.3. При этом стороне ВН соответствует сторона с линейными вводами (параметры с индексом «W1»), а стороне НН – с нейтральными вводами (параметры с индексом «W2»). При этом параметры схемы и группы соединения обмоток рекомендуется задавать соответствующими группе Y/Y-0, т.е.

ConnectTypeW1 – «Wye (Y)»;

ConnectTypeW2 – «Wye (Y)»;

ClockNumberW2 – «0».

Вычитание токов нулевой последовательности производить не нужно, т.е. параметры **ZSCurrSubtrW1** и **ZSCurrSubtrW2** необходимо установить равным значению «Off».

При подключении защиты к трансформаторам тока, встроенным в параллельные ветви обмотки ШР со стороны НВ параметры защищаемого объекта задаются так же, как для трехобмоточного трансформатора, в соответствии с таблицей Б.2.4. При этом стороне ВН соответствует сторона с линейными вводами (параметры с индексом «W1»), а сторонам СН и НН – стороны с нейтральными вводами (параметры с индексами «W2» и «W3»). При этом параметры схемы и группы соединения обмоток рекомендуется задавать соответствующими группе Y/Y/Y-0-0, т.е.

ConnectTypeW1 – «Wye (Y)»;
ConnectTypeW2 – «Wye (Y)»;
ConnectTypeW3 – «Wye (Y)»;
ClockNumberW2 – «0»;
ClockNumberW3 – «0».

Вычитание токов нулевой последовательности производить не нужно, т.е. параметры **ZSCurrSubtrW1**, **ZSCurrSubtrW2** и **ZSCurrSubtrW2** необходимо установить равным значению «Off».

Б.2.7 Параметрирование данных об устройстве РПН

В устройстве RET 670 может быть предусмотрен учет положения до двух устройств РПН силового трансформатора (автотрансформатора). Для этого информация о положении РПН должна быть заведена (входы TAPOLTC1 и TAPOLTC1 функционального блока дифференциальной защиты в графическом редакторе конфигурирования CAP531 программы PCM600) в RET670 с помощью двоично-кодированного сигнала от РПН или мА сигнала от преобразователя положения РПН (через модуль мА входов).

При этом устройстве защиты RET 670 должны быть заданы параметры, перечисленные в таблице Б.2.5.

Для ввода в работу устройства РПНn, где n – номер рассматриваемого устройства РПН (1 или 2), необходимо параметр LocationOLTCn задать равным соответствующим той обмотке силового трансформатора (автотрансформатора), на которой рассматриваемое устройство РПНn физически расположено. Если устройство РПНn не используется, то параметр LocationOLTCn необходимо принять равным «NotUsed».

С помощью параметров LowTapPosOLTCn, RatedTapOLTCn и HighTapPsOLTCn задаются номера минимальной, номинальной (соответствующей номинальному коэффициенту трансформации) и максимальной отпаек соответственно.

Наибольшее напряжение холостого хода при крайнем положении переключателя РПНn задается с помощью параметра TapHighVoltTCn. Изменение напряжения при переключении на соседнюю ступень

регулирования в процентах от номинального напряжения обмотки задается с помощью параметра StepSizeOLTCn.

Таблица Б.2.5 – Перечень параметров устройства РПН, подлежащих заданию в устройстве защиты

Обозначение параметра	**Единица измерения**	**Диапазон**	**Шаг**	**По умолча-нию**	**Описание параметра**
LocationOLTC1	–	NotUsed Winding1(W1) Winding2(W2) Winding3(W3)	–	NotUsed	Физическое расположение контролируемого первого устройства РПН (РПН1)
LowTapPosOLTC1	–	0 – 10	1	1	Номер минимальной отпайки РПН1
RatedTapOLTC1	–	1 – 100	1	6	Номер номинальной отпайки РПН1 (соответствующей номинальному коэффициенту трансформации)
HighTapPsOLTC1	–	1 – 100	1	11	Номер максимальной отпайки РПН1
TapHighVoltTC1	–	1 – 100	1	1	Наибольшее напряжение холостого хода при крайнем положении переключателя РПН1
StepSizeOLTC1	%	0.01 – 30.00	0.01	1	Напряжение ступени регулирования РПН1
LocationOLTC2	–	NotUsed Winding1(W1) Winding2(W2) Winding3(W3)	–	NotUsed	Физическое расположение контролируемого второго устройства РПН (РПН2)
LowTapPosOLTC2	–	0 – 10	1	1	Номер минимальной отпайки РПН2

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолча-нию	Описание параметра
RatedTapOLTC2	–	1 – 100	1	6	Номер номинальной отпайки РПН2 (соответствующей номинальному коэффициенту трансформации)
HighTapPsOLTC2	–	1 – 100	1	11	Номер максимальной отпайки РПН2
TapHighVoltTC2	–	1 – 100	1	1	Наибольшее напряжение холостого хода при крайнем положении переключателя РПН2
StepSizeOLTC2	%	0.01 – 30.00	0.01	1	Напряжение ступени регулирования РПН2

Б.3 Устройство RED 521

Алгоритмы защиты в RED 521 производят все расчеты в первичных величинах. Для обеспечения правильной работы необходимо ввести данные о трансформаторах тока.

Для каждого ТТ, подключенного к RED 521, необходимо задать параметр, приведенный в таблице Б.3.1.

Таблица Б.3.1 – Перечень параметров для токового входа (одного канала)

Обозначе-ние параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолча-нию	Описание параметра
CT prim	A	-10000 – +10000	1	0	Номинальный первичный ток ТТ

Номинальный первичный ток задается независимо от вторичного номинального тока этого ТТ. Например, для двух ТТ с коэффициентами трансформации 1000/1 и 1000/5 параметр CT prim имеет одно и то же значение: 1000 А.

Значение параметра CT prim задается отрицательным, если необходимо изменить направление тока (полярность) ТТ для дифференциальной функции. Например, это может потребоваться, если два комплекта ТТ имеют различные местоположения точки звезды по отношению к защищаемой шине.

Для неиспользуемых входов трансформаторов тока рекомендуется параметр CT prim устанавливать равным 0 А.

Для высоковольтных ТТ с номинальным вторичным током, равным 2 А, рекомендуется подключать вторичные цепи на вход 1 А и задавать номинальный первичный ток равным половине его истинного значения. Например, трансформатор тока с коэффициентом трансформации 1000/2 может рассматриваться как ТТ с коэффициентом трансформации 500/1, т.е. в этом случае значение параметра CT prim должно приниматься равным 5 А.

Трансформаторы тока, к которым подключается устройство защиты, на всех присоединениях должны быть соединены по схеме «звезда».

Б.4 Устройство REB 670

Алгоритмы защиты в REB 670 производят все расчеты в первичных величинах. Для обеспечения правильной работы необходимо ввести данные об аналоговых входах устройства.

Устройство REB 670 может комплектоваться одним (трехфазное исполнение на 4 присоединения и однофазное исполнение на 12 присоединений) или двумя модулями (трехфазное исполнение на 8 присоединений и однофазное исполнение на 24 присоединения) входных токов. Каждый модуль может иметь только одно исполнение по номинальному току устройства (1 А или 5 А) для всех 12 токовых входов, которое указывается при заказе REB 670.

Для каждого аналогового входа необходимо задавать параметры, приведенные в таблице Б.4.1.

Таблица Б.4.1 – Перечень параметров для токового входа (одного канала)

Обозначение параметра	**Единица измерения**	**Диапазон**	**Шаг**	**По умолчанию**	**Описание параметра**
NameCH	–	13 символов	–	–	Имя входа
CTStarPoint	–	FromObject ToObject	–	ToObject	Точка заземления нейтрали ТТ FromObject – по направлению от защищаемого объекта (точка заземления вне защищаемой зоны) ToObject – по направлению к защищаемому объекту (точка заземления внутри защищаемой зоны)

Обозначение параметра	**Единица измерения**	**Диапазон**	**Шаг**	**По умолчанию**	**Описание параметра**
CTSec	A	1 – 10	1	1	Номинальный вторичный ток ТТ присоединения, подключенного к рассматриваемому входу
CTPrim	A	1 – 99999	1	3000	Номинальный первичный ток ТТ присоединения, подключенного к рассматриваемому входу

Параметр CTStarPoint может использоваться для того, чтобы программно изменить направление тока на противоположное в тех случаях, когда ТТ имеют различные местоположения общей точки звезды по отношению к защищаемой зоне.

Трансформаторы тока, к которым подключается устройство защиты, на всех присоединениях должны быть соединены по схеме «звезда».

Приложение В

Цифровое выравнивание (масштабирование) токов плеч защищаемого объекта

В.1 Устройства RET 521 и RET 670

Цифровое выравнивание (масштабирование) амплитуд (модулей) токов плеч осуществляется функцией дифференциальной защиты на базе задаваемых параметров защищаемого объекта (трансформатора, автотрансформатора, шунтирующего реактора) и коэффициентов трансформации ТТ. В устройствах RET 521 и RET 670 предусмотрен десятикратный диапазон выравнивания, если номинальный вторичный ток меньше номинального тока входа терминала, и четырехкратный, если больше, и одинаковый для различных номинальных токов входа (1 А или 5 А) устройства.

В условиях Российской Федерации со стороны ВН или СН по ряду причин часто применяются ТТ с первичным номинальным током, намного превышающим номинальный ток защищаемого объекта, поэтому для всех плеч необходимо производить проверку по обеспечению цифрового выравнивания.

Для этого рассчитывают вторичный ток ТТ в номинальном режиме работы защищаемого объекта

$$I_{\text{ном, вт,n}} = \frac{I_{\text{ном,n}}}{K_{\text{TT,n}}}, \qquad \text{(В.1.1)}$$

где $I_{\text{ном,n}}$ – первичный номинальный ток стороны n защищаемого объекта (трансформатора, автотрансформатора, шунтирующего реактора);

$K_{\text{TT,n}}$ – коэффициент трансформации ТТ со стороны n;

n – рассматриваемое плечо защиты, соответствующее стороне защищаемого объекта.

Затем выбирают номинальный ток входа устройства $I_{\text{ном,т,n}}$ для рассматриваемого плеча n защиты определяют относительную погрешность выравнивания $\Delta f_{\text{выр}*}$ в соответствии с таблицей В.1.1.

Проверка обеспечения цифрового выравнивания производится по выражению:

$$0{,}1 < \frac{I_{\text{ном, вт,n}}}{I_{\text{ном, т,n}}} < 4, \qquad \text{(В.1.2)}$$

где $I_{\text{ном,т,n}}$ – номинальный ток входа устройства для рассматриваемого плеча n защиты.

Таблица В.1.1 – Выбор рабочих ответвлений токовых входов устройства

Вторичный ток в номинальном режиме $I_{ном,вт,п}$, А	**Номинальный ток входа устройства $I_{ном,т,п}$, А**	**Относительная погрешность выравнивания $\Delta f_{выр*}$**
5 ÷ 20	5	0,03
1 ÷ 5	5	0,02
0,5 ÷ 1,0	1	0,02
0,125 ÷ 0,5	1	0,03
0,1 ÷ 0,125	1	0,05

Если вторичный номинальный ток $I_{ном,вт,п}$ получается меньше 0,1 А, то рекомендуется использовать дополнительные промежуточные трансформаторы или автотрансформаторы тока. Требования к промежуточным трансформаторам тока приведены в Приложении Г.

В общем виде ограничения по точности цифрового выравнивания со стороны НН трансформатора (автотрансформатора) такие же, как и для других сторон. Но в практическом плане известно, что со стороны НН первичный номинальный ток ТТ обычно превышает не более чем в два раза номинальный ток обмоток трансформатора (автотрансформатора). В таком случае ограничения диапазона цифрового масштабирования практически отсутствуют.

Для обеспечения правильной работы функции дифференциальной защиты приведенную проверку рекомендуется производить для всех сторон защищаемого объекта. Из полученных относительных погрешностей при рассмотрении всех сторон защищаемого объекта для расчета параметров срабатывания функции дифференциальной защиты используется максимальная.

Также необходимо следить за тем, чтобы токи, подаваемые на вход устройства как в нормальном, так и в аварийных режимах, не превосходили допустимых значений, указанных в техническом справочном руководстве к устройствам RET 521 [14] и RET 670 [15].

Для шунтирующих реакторов также рекомендуется выбирать ТТ не пяти-, а одноамперными, а коэффициент трансформации рекомендуется принимать не менее 600/1.

В.2 Устройства RED 521 и REB 670

Цифровое выравнивание (масштабирование) амплитуд (модулей) токов плеч осуществляется функцией дифференциальной защиты на базе задаваемых параметров аналоговых входов устройства и коэффициентов трансформации ТТ.

Проверка обеспечения цифрового выравнивания выполняется для каждого токового входа устройства.

Для этого рассчитывают вторичный ток присоединения в максимальном рабочем режиме:

$$I_{\text{раб,макс,вт,n}} = \frac{I_{\text{раб,макс,n}}}{K_{\text{ТТ,n}}}, \qquad \text{(В.2.1)}$$

где $I_{\text{раб,макс,n}}$ – первичный рабочий максимальный ток присоединения, подключенного к рассматриваемому аналоговому входу n;

$K_{\text{ТТ,n}}$ – коэффициент трансформации ТТ, подключенного к аналоговому входу n;

n – номер рассматриваемого аналогового входа устройства.

Если вторичный номинальный ток $I_{\text{ном,вт,n}}$ получается меньше 0,1 А, то рекомендуется использовать дополнительные промежуточные трансформаторы или автотрансформаторы тока.

В устройствах RED 521 и REB 670 предусмотрен десятикратный диапазон выравнивания в сторону уменьшения и четырехкратный в сторону увеличения, т.е. должно обеспечиваться условие:

$$0{,}1 < \frac{I_{\text{раб,макс,вт,n}}}{I_{\text{ном,т,n}}} < 4, \qquad \text{(В.2.2)}$$

где $I_{\text{ном,т,n}}$ – номинальный ток рассматриваемого аналогового входа устройства.

Необходимо следить за тем, чтобы токи, подаваемые на вход устройства как в нормальном, так и в аварийных режимах, не превосходили допустимых значений, указанных в техническом справочном руководстве к устройствам RED 521 [11] и REB 670 [14].

Приложение Г

Требования к трансформаторам тока в схемах дифференциальной токовой защиты

Г.1 Требования к трансформаторам тока в схемах дифференциальной защиты устройств RET 521 и RET 670

Как известно, полная погрешность ТТ ε в установившемся режиме не должна превышать 10 % при максимальном токе внешнего КЗ (или при максимальном сквозном токе) [3]. В переходных режимах КЗ часто происходит насыщение ТТ, которое приводит к увеличению их погрешностей и искажению формы кривой вторичного тока. Возрастание погрешностей ТТ приводит к появлению значительных токов небаланса дифференциальной защиты.

При анализе функционирования ТТ целесообразно использовать обобщенные параметры. Основным таким параметром является предельная кратность $K_{пр}$ – наибольшая кратность первичного тока, при которой полная погрешность ε в установившемся режиме при заданной нагрузке не превышает 5 или 10 % (соответственно K_5 и K_{10}) [2].

Примечание. Для устройства RET 521 используется только K_{10}.

Однако для выбора ТТ, используемых в схемах дифференциальной защиты, рекомендуется использовать приведенную предельную кратность $K'_{пр}$:

$$K'_{пр} = \frac{I_{ном,тт,перв,n} K_{пр}}{I_{ном,n}}, \qquad (Г.1.1)$$

где $I_{ном,тт,перв,n}$ – первичный номинальный ток ТТ со стороны n защищаемого объекта;

n – сторона защищаемого объекта, на которой установлен рассматриваемый трансформатор тока;

$I_{ном,n}$ – первичный номинальный ток стороны n защищаемого объекта (трансформатора, автотрансформатора, шунтирующего реактора).

Обоснование применения величины приведенной предельной кратности для проверки обеспечения требований к ТТ дано в [1].

Значение приведенной предельной кратности $K'_{пр}$ должно удовлетворять условию:

$$K'_{пр} \geq I_{кз,макс*}; \qquad (Г.1.2)$$

где $I_{кз,макс*} = \frac{I_{кз,макс}}{I_{ном,n}}$ – относительный максимальный ток при расчетном КЗ;

$I_{кз,макс}$ – максимальный ток при расчетном коротком замыкании, приведенный к стороне n. Для защит трансформаторов и автотрансформаторов в качестве расчетного рассматривается внешнее КЗ, для защит шунтирующего реактора – внутреннее КЗ со стороны линейного ввода.

Значение параметра $K'_{\text{пр}}$ может быть получено одним из следующих способов:

1. По кривым предельной кратности. Для этого по кривым предельной кратности [3] определяют предельную кратность $K_{\text{пр}}$ по следующим известным параметрам:

– тип ТТ;

– класс обмотки;

– сопротивление нагрузки ТТ $Z_{\text{нг}}$.

А затем рассчитывают значение приведенной предельной кратности по выражению (Г.1.1).

2. По известным параметрам нагрузки ТТ и сопротивлениям обмотки значение предельной кратности может быть рассчитано по выражению

$$K_{\text{пр}} \approx \frac{K_{\text{пр,ном}} \sqrt{R_{\text{обм2}}^2 + 1{,}6 R_{\text{обм2}} Z_{\text{нг,ном}} + Z_{\text{нг,ном}}^2}}{R_{\text{обм2}} + R_{\text{нг}}}, \qquad \text{(Г.1.3)}$$

где $K_{\text{пр,ном}}$ – номинальная предельная кратность для рассматриваемого типа ТТ;

$R_{\text{обм2}}$ – сопротивление вторичной обмотки ТТ постоянному току;

$Z_{\text{нг,ном}} = \dfrac{S_{\text{нг,ном}}}{I_{2\text{ном}}^2}$ – номинальное сопротивление нагрузки ТТ при $\cos(\varphi_{\text{нг,ном}}) = 0{,}8$;

$R_{\text{нг}}$ – сопротивление нагрузки, определяемое активным сопротивлением соединительных проводов между ТТ и устройством.

При использовании устройств RET 521 и RET 670 можно полагать, что входные сопротивления их токовых аналоговых цепей пренебрежимо малы по сравнению с сопротивлениями соединительных проводов между ТТ и устройствами.

Затем рассчитывается значение приведенной предельной кратности по выражению (Г.1.1)

Схемы функционирования устройств RET 521 и RET 670 предполагают использование групп ТТ звезда с нулевым проводом со всех сторон защищаемого трансформатора. Применение групп ТТ звезда с нулевым проводом приводит к снижению расчетной нагрузки ТТ при трехфазных КЗ (по сравнению с группой ТТ треугольник) и, соответственно, к возрастанию параметра $K'_{\text{пр}}$ (при прочих равных условиях).

Для обеспечения быстродействия чувствительного органа дифференциальной защиты в переходных режимах КЗ в защищаемой зоне следует принимать со стороны ВН $K'_{\text{пр}} \geq 35$ и $K'_{\text{пр}} \geq 30$ для устройств RET 521 и RET 670 соответственно. С учетом этого и выражения (Г.1.2), при использовании со стороны ВН встроенных ТТ необходимо выбирать

максимальный первичный номинальный ток для данного типа ТТ. Для устройства RET 670 при использовании ТТ с вторичным номинальным током 1 А со стороны ВН и/или СН следует для соответствующей стороны принимать $K'_{\text{пр}} \geq 45$.

Данные требования к трансформаторам тока сформулированы на базе основных положений ГОСТ 7746-2001 и учитывают все основные факторы влияния ТТ на переходные токи небаланса.

Г.2 Требования к промежуточным трансформаторам тока

С целью снижения нагрузки на вторичную обмотку промежуточных ТТ последние следует устанавливать вблизи от устройства защиты (RET 521 или RET 670), желательно в том же шкафу.

Промежуточные трансформаторы тока должны удовлетворять следующим требованиям:

– относительная полная погрешность $\varepsilon_{\text{ПТТ}*}$ при токе вторичной обмотки равном 0,1 А не должна превышать 5 %;

– приведенная предельная кратность K'_{10} в общем виде должна быть не менее 40 по отношению к базисному току вторичной обмотки равному 0,1 А, а для защиты шунтирующих реакторов – не менее 80;

– магнитопровод дополнительного ТТ должен быть выполнен из какой-либо марки стали, используемой при производстве высоковольтных (защитных) ТТ.

Г.3 Требования к трансформаторам тока в схемах дифференциальной защиты устройств RED 521 и REB 670

В алгоритме работы дифференциальной защиты устройств RED 521 и REB 670 используется манипуляция дифференциального тока по критерию мгновенного дифференциального тока (явление запаздывания увеличения дифференциального тока по отношению к увеличению тормозного/входного тока). Алгоритм обеспечивает несрабатывание защиты при внешних КЗ с насыщением ТТ при условии, что ТТ обеспечивает линейную трансформацию тока (не насыщается) в течение не менее 2 мс с момента начала повреждения. Это условие должно учитываться при выборе ТТ. При этом проверка используемых ТТ при максимальных сквозных токах не требуется.

В условиях российской эксплуатации применяются, как правило, ТТ, не имеющие зазоров в магнитопроводе. Для таких ТТ следует считаться с влиянием остаточной намагниченности.

Теоретический анализ и испытания устройств RED 521 и REB 670 показали, что надежная отстройка при максимальных токах внешних КЗ обеспечивается при максимально возможном значении относительной остаточной индукции $B_{\text{г}*} = 0{,}75$ и выполнении условия:

$$K_{\text{пр}} \geq 0{,}5 I_{\text{кз,макс}*}, \qquad \text{(Г.3.1.)}$$

где $K_{\text{пр}}$ – расчетное значение предельной кратности;

$I_{кз,макс*} = I_{кз,макс}/I_{ном,тт,перв}$ – относительный максимальный ток КЗ;

$I_{кз,макс}$ – максимальный ток КЗ;

$I_{ном,тт,перв}$ – наименьший из первичных номинальных токов ТТ присоединений.

Значение предельной кратности $K_{пр}$ может быть определено по кривым предельных кратностей [3]. При отсутствии кривых предельных кратностей можно использовать приближенную формулу:

$$K_{пр} \approx \frac{K_{пр,ном}\sqrt{R_{обм2}^2 + 1{,}6R_{обм2}Z_{нг,ном} + Z_{нг,ном}^2}}{R_{обм2} + R_{нг}}, \qquad (Г.3.2)$$

где $K_{пр,ном}$ – номинальная предельная кратность;

$Z_{нг,ном} = \frac{S_{2ном}}{I_{2ном}^2}$ – номинальное сопротивление нагрузки ТТ при $\cos\varphi_2 = 0{,}8$;

$R_{обм2}$ – сопротивление вторичной обмотки ТТ на постоянном токе;

$R_{нг}$ – сопротивление нагрузки, определяемое активным сопротивлением соединительных проводов между ТТ и устройством.

При расчетах нагрузок на ТТ защиты можно полагать, что входное сопротивление его токовых аналоговых цепей RED 521 и REB 670 пренебрежимо мало по сравнению с сопротивлением соединительных проводов между ТТ и устройством.

В сетях с глухозаземленной нейтралью в качестве расчетного должен приниматься максимальный ток однофазного КЗ. При этом расчетное сопротивление нагрузки ТТ равно сумме сопротивлений фазного и нулевого проводов.

В сетях с изолированной нейтралью в качестве расчетного должен приниматься режим трехфазного КЗ. При этом расчетное сопротивление нагрузки ТТ равно сопротивлению фазного провода.

Приложение Д

Проверка чувствительности функции дифференциальной защиты трансформатора (автотрансформатора) в устройствах RET521 и RET670

Д.1 Проверка чувствительности для горизонтального участка тормозной характеристики

Проверка чувствительности для горизонтального участка характеристики срабатывания производится для тех режимов внутреннего КЗ, в которых расчетный тормозной ток меньше тока начала торможения, т.е. для RET 521 относительный ток КЗ составляет менее 1,25, а для RET 670 – менее величины уставки EndSection1. При этом коэффициент чувствительности рассчитывается по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{диф.расч*}}}{I_{\text{диф.нач*}}} \geq 2{,}0\,, \qquad (\text{Д.1})$$

где $I_{\text{диф,расч*}}$ – относительный расчетный минимальный дифференциальный ток при КЗ на выводах защищаемого трансформатора (автотрансформатора) в режиме, когда расчетный тормозной ток $I_{\text{торм,расч*}} < 1{,}25$;

$I_{\text{диф,нач*}}$ – уставка по начальному дифференциальному току срабатывания (относительный ток срабатывания на первом участке тормозной характеристики), который для устройства RET 521 принимается равным Idmin/100 %, а для RET 670 – IdMin/100 %.

Д.2 Проверка чувствительности для наклонных участков тормозной характеристики устройства RET 521

Чувствительность для наклонных участков тормозной характеристики должна проверяться по выражению

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{диф.расч*}}}{I_{\text{диф.ср*}}} \geq 2{,}0\,, \qquad (\text{Д.2})$$

где $I_{\text{диф,расч*}}$ – относительный расчетный минимальный дифференциальный ток при КЗ на выводах защищаемого трансформатора (автотрансформатора) в режиме, когда тормозной ток $I_{\text{торм*}} \geq 1{,}25$;

$I_{\text{диф,ср*}}$ – дифференциальный ток срабатывания, который определяется по тормозной характеристике для рассматриваемого расчетного режима.

Исходя из принципов формирования дифференциального и тормозного токов в устройстве RET 521 (выражения (1.1) и (1.2) соответственно) несложно установить, что при внутренних КЗ всегда выполняется условие $I_{\text{торм*}} \leq I_{\text{диф*}}$ (заштрихованная область на рисунке Д.1). При этом наихудшими для чувствительности случаями будут режимы, в которых $I_{\text{торм*}} = I_{\text{диф*}}$, т.е. когда подпитка внутреннего КЗ идет только с одной стороны.

Исходя из этих рассуждений, а также учитывая тот факт, что коэффициент торможения наклонных участков характеристики срабатывания составляет не более 0,5, несложно прийти к следующим выводам. Чувствительность для наклонных участков характеристики будет всегда

обеспечиваться, если соотношение параметра срабатывания по начальному дифференциальному току и тока начала торможения не превышает 0,5, т.е., с учетом того, что в устройстве RET 521 начальный тормозной ток всегда равен 1,25, должно выполняться условие

$$\text{Idmin} \le 62{,}5\,\%. \qquad (Д.3)$$

В соответствии с таблицей А.1 Приложения А максимальное возможное значение параметра Idmin равно 50 %, т.е. **чувствительность защиты на наклонных участках тормозной характеристики будет обеспечиваться всегда** и выполнять расчеты по выражению (Д.2) не требуется.

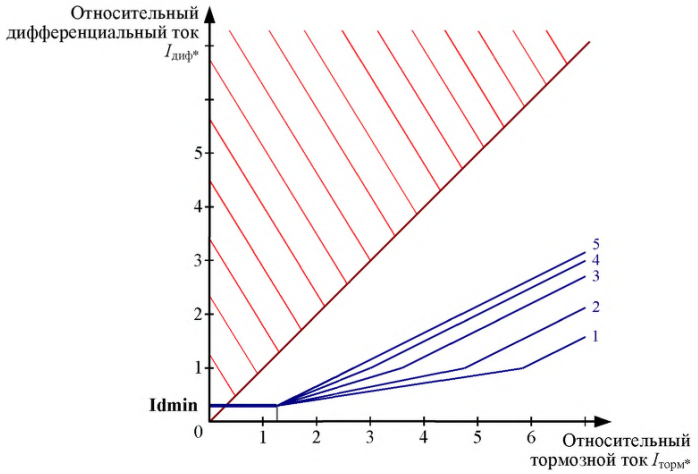


Рисунок Д.1 – Область тормозной характеристики, соответствующая внутренним КЗ

Д.3 Проверка чувствительности для наклонных участков тормозной характеристики устройства RET 670

Чувствительность для наклонных участков тормозной характеристики должна проверяться по выражению

$$K_{ч} = \frac{I_{диф,расч*}}{I_{диф,ср*}} \ge 2{,}0, \qquad (Д.4)$$

где $I_{диф,расч*}$ – относительный расчетный минимальный дифференциальный ток при КЗ на выводах защищаемого трансформатора (автотрансформатора) в режиме, когда тормозной ток $I_{торм*} \ge$ EndSection1;

$I_{диф,ср*}$ – дифференциальный ток срабатывания, который определяется по тормозной характеристике для рассматриваемого расчетного режима.

Исходя из принципов формирования дифференциального и тормозного токов в устройстве RET 670 (выражения (1.10) и (1.11) соответственно) несложно установить, что при внутренних КЗ всегда выполняется условие

$I_{торм*} \le I_{диф*}$ (заштрихованная область на рисунке Д.2). При этом наихудшими для чувствительности случаями будут режимы, в которых $I_{торм*} = I_{диф*}$, т.е. когда подпитка внутреннего КЗ идет только с одной стороны.

Исходя из этих рассуждений, а также учитывая тот факт, что коэффициент торможения наклонных участков характеристики срабатывания составляет не более 0,5, несложно прийти к следующим выводам. Чувствительность для наклонных участков характеристики будет всегда обеспечиваться, если соотношение параметра срабатывания по начальному дифференциальному току и тока начала торможения не превышает 0,5, т.е. должно выполняться условие

$$\frac{\text{IdMin}}{\text{EndSection1}} \le 0{,}5\,. \qquad (Д.5)$$

Если данное условие обеспечивается, то делается вывод о том, что чувствительность защиты на наклонных участках тормозной характеристики будет обеспечиваться всегда и выполнять расчеты по выражению (Д.4) не требуется.

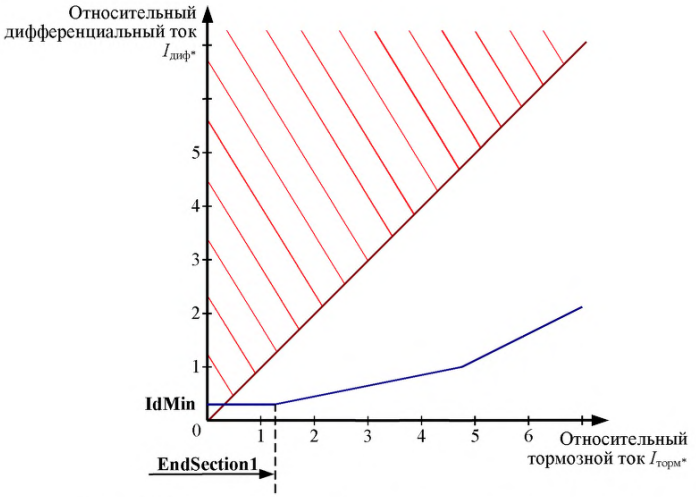


Рисунок Д.2 – Область тормозной характеристики, соответствующая внутренним КЗ

Приложение Е

Примеры подключения и использования функций устройств RET 521 и RET 670 для защиты трансформаторов (автотрансформаторов)

Е.1 Пример подключения и использования функций устройств RET 521 и RET 670 для защиты двухобмоточного трансформатора

Схема подключения устройства к трансформаторам тока и напряжения двухобмоточного трансформатора и набора функций представлена на рисунке Е.1.

При этом в устройстве предусматривается работа следующих функций защит:

– дифференциальной токовой защиты, которая выполняется на базе функции DIFP в RET 521 и PDIF в RET 670;

– дифференциальной защиты нулевой последовательности, которая выполняется на базе функции REF в RET 521 и PREF в RET 670;

– МТЗ со стороны ВН, которая может быть выполнена на базе низкой ступени (Low) функции TOC в RET 521 и PTOC в RET 670. При использовании пуска по напряжению к функции также подводятся дискретные сигналы о срабатывании функций пуска по минимальному напряжению и пуска по напряжению обратной последовательности со стороны НН;

– МТЗ со стороны НН, которая может быть выполнена на базе низкой ступени (Low) функции TOC в RET 521 и PTOC в RET 670. При использовании пуска по напряжению к функции также подводятся дискретные сигналы о срабатывании функций пуска по минимальному напряжению и пуска по напряжению обратной последовательности со стороны НН;

– пуска по номинальному напряжению со стороны НН, который может быть выполнен на базе функции TUV в RET 521 и PGPF в RET 670;

– пуска по напряжению обратной последовательности со стороны НН, который может быть выполнен на базе функции GF в RET 521 и PGPF в RET 670;

– защиты от перегрузки со стороны ВН, которая может быть выполнена на базе высокой ступени (High) функции TOC в RET 521 и PTOC в RET 670;

– УРОВ со стороны ВН, которое может быть выполнено на базе функции GF в RET 521 и RBRF в RET 670.

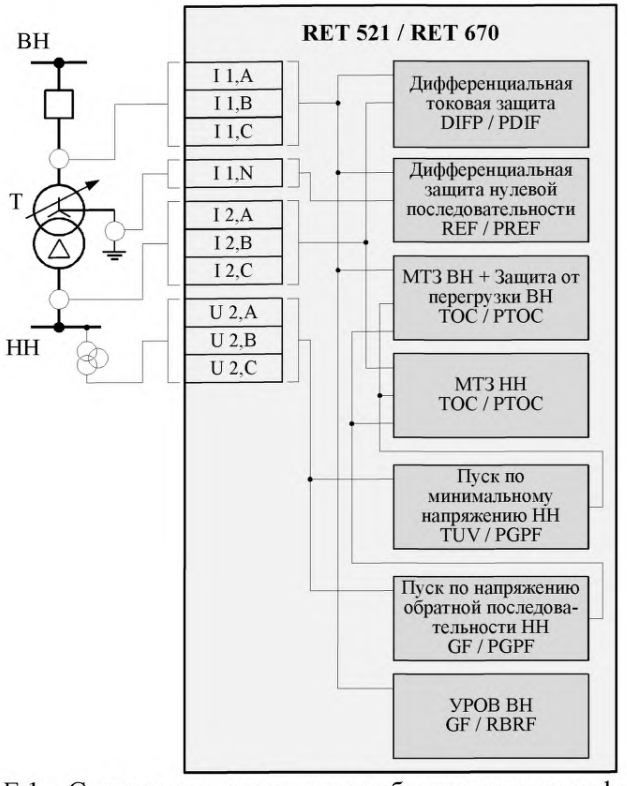


Рисунок Е.1 – Схема к примеру для двухобмоточного трансформатора

Е.2 Пример подключения и использования функций устройств RET 521 и RET 670 для защиты двухобмоточного трансформатора с расщепленной обмоткой НН

Схема подключения устройства к трансформаторам тока и напряжения двухобмоточного трансформатора с расщепленной обмоткой НН и набора функций представлена на рисунке Е.2.

При этом в устройстве предусматривается работа следующих функций защит:

– дифференциальной токовой защиты, которая выполняется на базе функции DIFP в RET 521 и PDIF в RET 670;

– дифференциальной защиты нулевой последовательности, которая выполняется на базе функции REF в RET 521 и PREF в RET 670;

– МТЗ со стороны ВН, которая может быть выполнена на базе низкой ступени (Low) функции TOC в RET 521 и PTOC в RET 670. При использовании пуска по напряжению к функции также подводятся дискретные сигналы о срабатывании функций пуска по минимальному напряжению и пуска по напряжению обратной последовательности сторон НН1 и НН2;

– МТЗ со стороны НН1 и со стороны НН2, которая может быть выполнена на базе низкой ступени (Low) функции TOC в RET 521 и PTOC в RET 670. При использовании пуска по напряжению к функции также подводятся дискретные сигналы о срабатывании функций пуска по минимальному напряжению и пуска по напряжению обратной последовательности сторон НН1 для МТЗ НН1 и НН2 для МТЗ НН2;

– пуска по номинальному напряжению сторон НН1 и НН2, который может быть выполнен на базе функции TUV в RET 521 и PGPF в RET 670;

– пуска по напряжению обратной последовательности сторон НН1 и НН2, который может быть выполнен на базе функции GF в RET 521 и PGPF в RET 670;

– защиты от перегрузки со стороны ВН, которая может быть выполнена на базе высокой ступени (High) функции TOC в RET 521 и PTOC в RET 670;

– УРОВ со стороны ВН, которое может быть выполнено на базе функции GF в RET 521 и RBRF в RET 670.

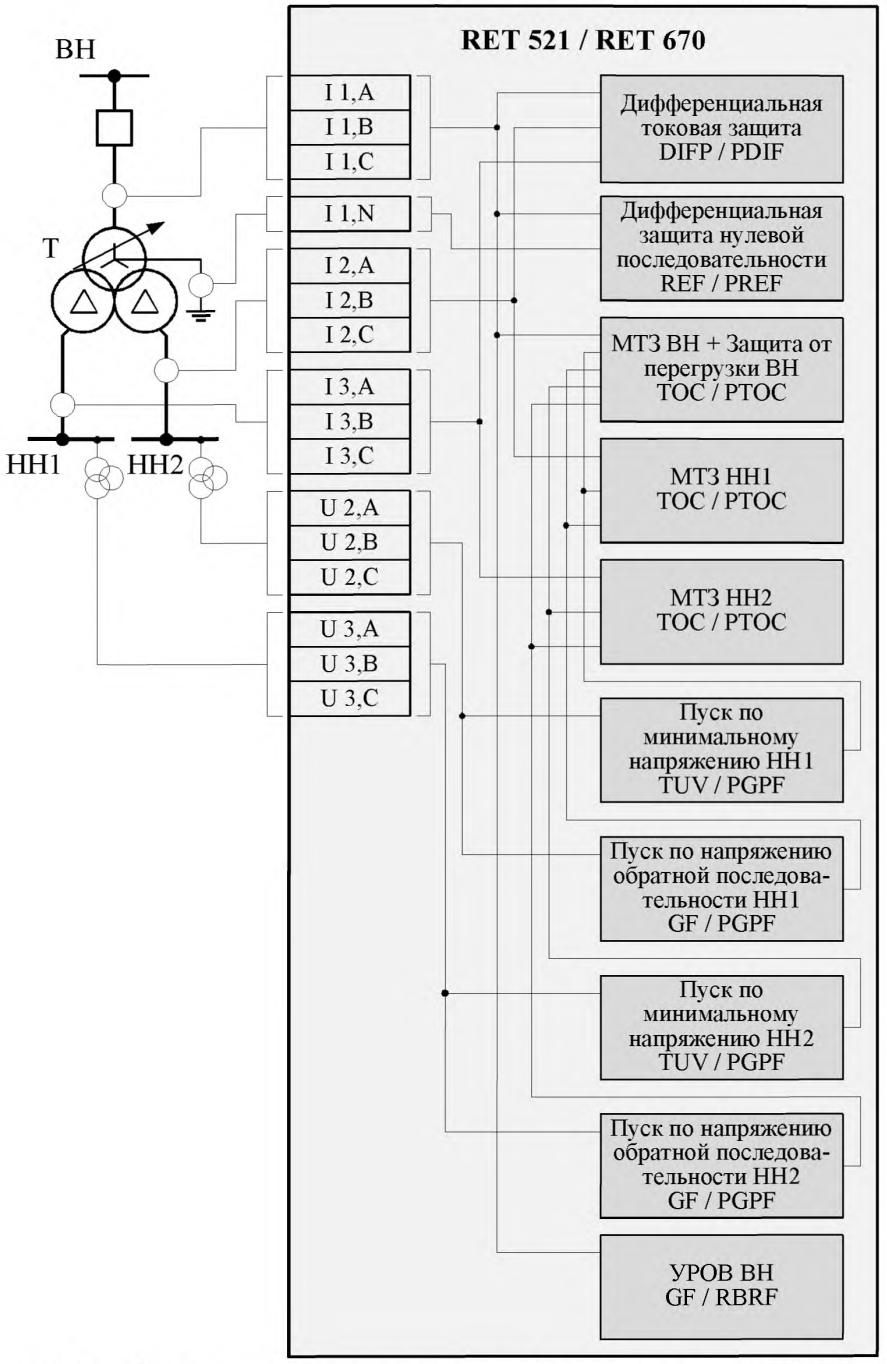


Рисунок Е.2 – Схема к примеру для двухобмоточного трансформатора с расщепленной обмоткой НН

Е.3 Пример подключения и использования функций устройств RET 521 и RET 670 для защиты трехобмоточного трансформатора 110-220 кВ

Схема подключения устройства к трансформаторам тока и напряжения трехобмоточного трансформатора 110-220 кВ и набора функций представлена на рисунке Е.3.

При этом в устройстве предусматривается работа следующих функций защит:

– дифференциальной токовой защиты, которая выполняется на базе функции DIFP в RET 521 и PDIF в RET 670;

– дифференциальной защиты нулевой последовательности, которая выполняется на базе функции REF в RET 521 и PREF в RET 670;

– МТЗ со стороны ВН, которая может быть выполнена на базе низкой ступени (Low) функции TOC в RET 521 и PTOC в RET 670. При использовании пуска по напряжению к функции также подводятся дискретные сигналы о срабатывании функций пуска по минимальному напряжению и пуска по напряжению обратной последовательности сторон СН и НН;

– МТЗ со стороны СН и со стороны НН, которая может быть выполнена на базе низкой ступени (Low) функции TOC в RET 521 и PTOC в RET 670. При использовании пуска по напряжению к функции также подводятся дискретные сигналы о срабатывании функций пуска по минимальному напряжению и пуска по напряжению обратной последовательности сторон СН для МТЗ СН и НН для МТЗ НН;

– пуска по номинальному напряжению сторон СН и НН, который может быть выполнен на базе функции TUV в RET 521 и PGPF в RET 670;

– пуска по напряжению обратной последовательности сторон СН и НН, который может быть выполнен на базе функции GF в RET 521 и PGPF в RET 670;

– защиты от перегрузки со стороны ВН, которая может быть выполнена на базе высокой ступени (High) функции TOC в RET 521 и PTOC в RET 670;

– ТЗНП со стороны ВН, которая может быть выполнена на базе функции TEF в RET 521 и PGPF в RET 670;

– УРОВ со стороны ВН, которое может быть выполнено на базе функции GF в RET 521 и RBRF в RET 670.

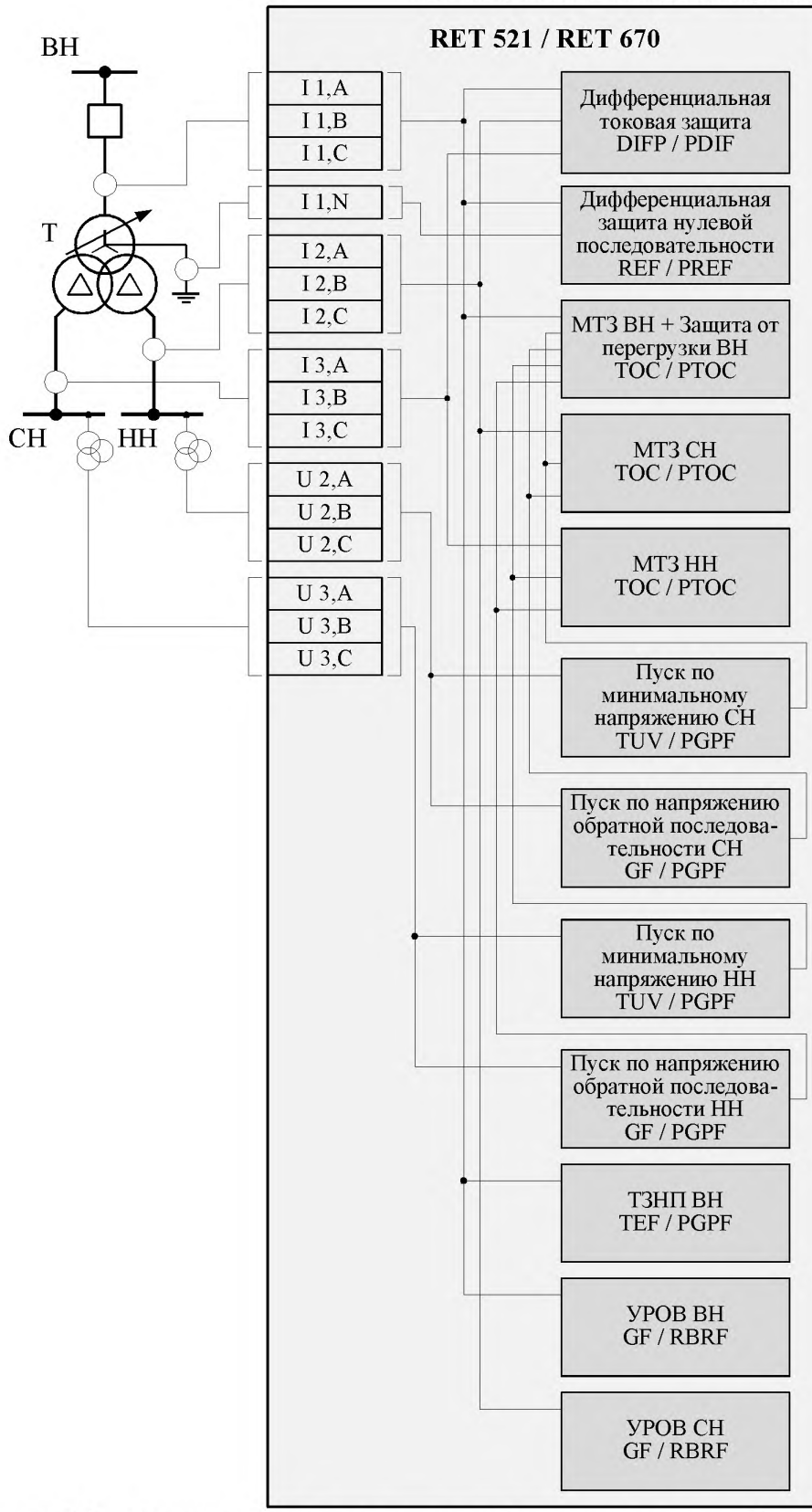


Рисунок Е.3 – Схема к примеру для трехобмоточного трансформатора 110-220 кВ

Е.4 Пример подключения и использования функций устройств RET 521 и RET 670 для защиты автотрансформатора 110-220 кВ

Схема подключения устройства к трансформаторам тока и напряжения автотрансформатора 110-220 кВ и набора функций представлена на рисунке Е.4.

При этом в устройстве предусматривается работа следующих функций защит:

– дифференциальной токовой защиты, которая выполняется на базе функции DIFP в RET 521 и PDIF в RET 670;

– дифференциальной защиты нулевой последовательности, которая выполняется на базе функции REF в RET 521 и PREF в RET 670;

– МТЗ со стороны НН, которая может быть выполнена на базе функции TOC в RET 521 и PTOC в RET 670. При использовании пуска по напряжению к функции также подводятся дискретные сигналы о срабатывании функции пуска по минимальному напряжению со стороны НН;

– пуска по номинальному напряжению со стороны НН, который может быть выполнен на базе функции TUV в RET 521 и PGPF в RET 670;

– защиты от перегрузки со стороны ВН, которая может быть выполнена на базе функции TOC в RET 521 и PTOC в RET 670;

– защиты от перегрузки в нейтрали АТ, которая может быть выполнена на базе функции TOC в RET 521 и PTOC в RET 670;

– УРОВ сторон ВН, СН и НН, которое может быть выполнено на базе функции GF в RET 521 и RBRF в RET 670.

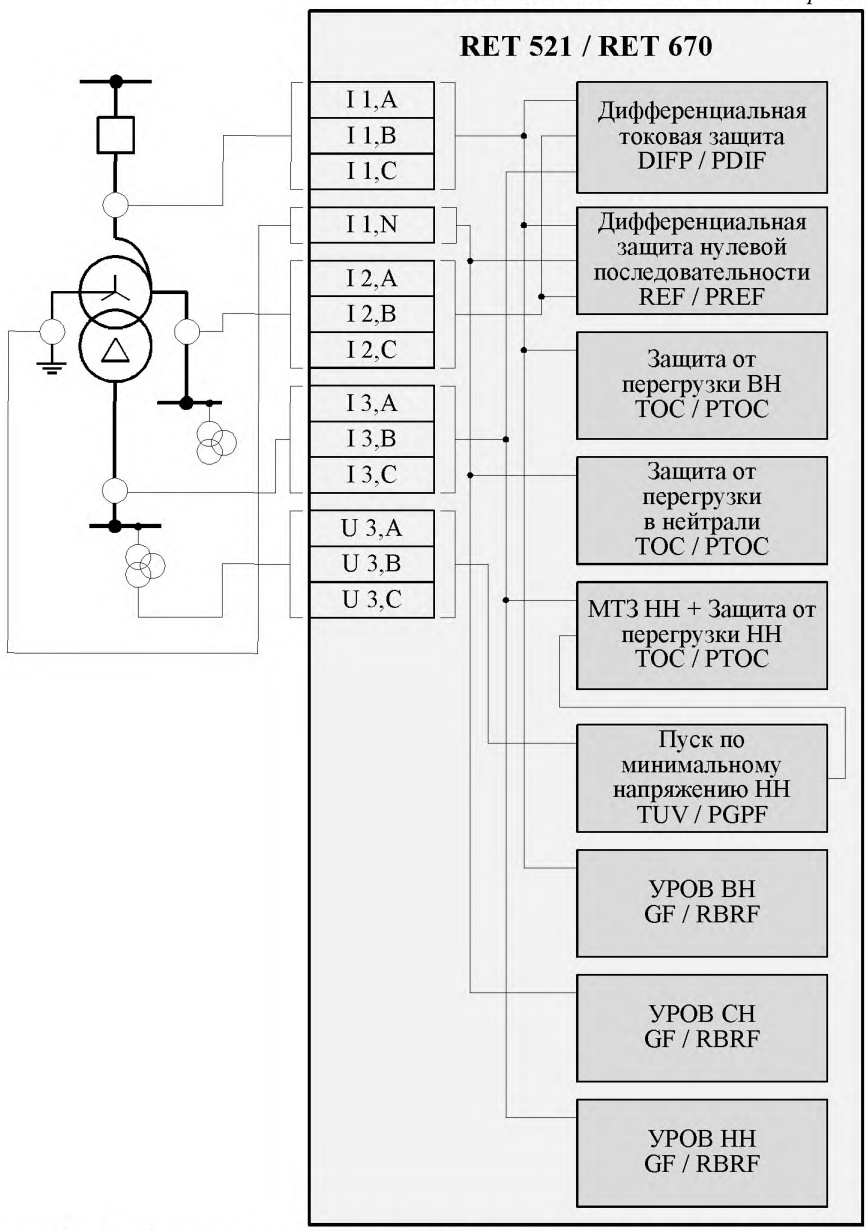


Рисунок Е.4 – Схема к примеру для автотрансформатора 110-220 кВ

Приложение Ж

Примеры подключения и использования функций устройств RET 521 и RET 670 для защиты шунтирующего реактора

Ж.1 Типовое решение №1

Схема подключения устройства к трансформаторам тока и напряжения шунтирующего реактора и набора функций представлена на рисунке Ж.1.

Предусмотрено два комплекта основных и резервных защит реактора.

В соответствии со схемой для обоих комплектов предусматривается подключение к ТТ со стороны линейного ввода и к ТТ в параллельных ветвях нейтрального ввода, а для первого комплекта – также к ТТ для контроля изоляции вводов.

Первый комплект содержит:

– продольную дифференциальную токовую защиту, которая выполняется на базе функции DIFP для устройства RET 521 и PDIF для устройства RET 670;

– поперечную дифференциальную токовую защиту, которая может быть выполнена на базе функции TOC для устройства RET 521 и PTOC для устройства RET 670. При этом вычитание токов параллельных ветвей производится арифметически внутри устройства;

– УРОВ, которое может быть выполнено на базе функции GF для устройства RET 521 и RBRF для устройства RET 670;

– КИВ, который может быть выполнен на базе функции TEF для устройства RET 521 и PGPF для устройства RET 670.

Второй комплект имеет тот же функциональный состав, за исключением КИВ.

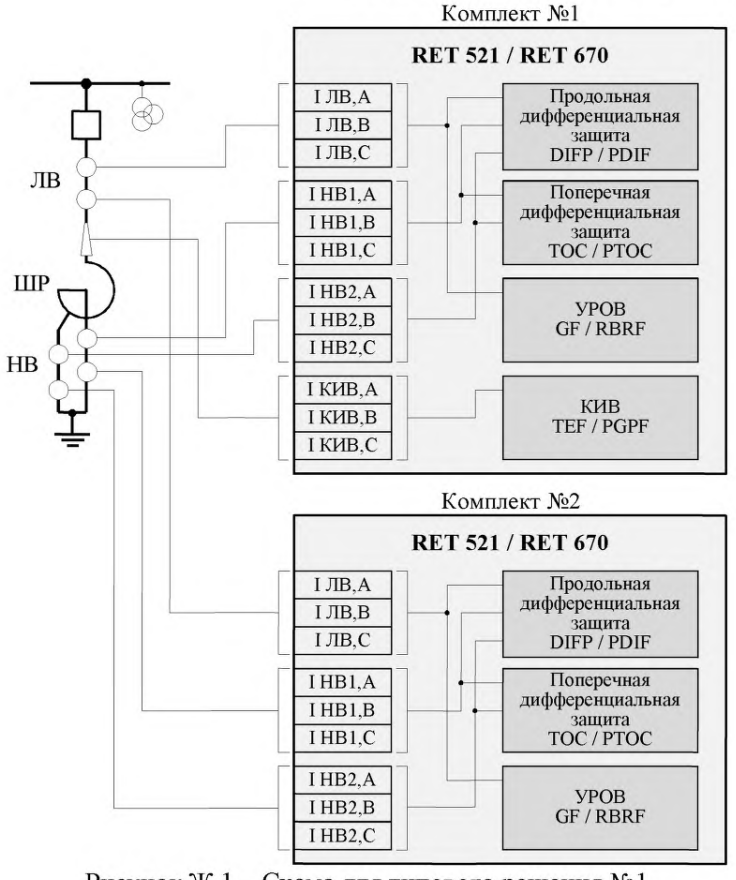


Рисунок Ж.1 – Схема для типового решения №1

Ж.2 Типовое решение №2

Схема подключения устройства к трансформаторам тока и напряжения шунтирующего реактора и набора функций представлена на рисунке Ж.2.

Предусмотрено два комплекта основных и резервных защит реактора.

В соответствии со схемой для первого комплекта защит предусматривается подключение к ТТ со стороны линейного ввода, к ТТ в параллельных ветвях нейтрального ввода и к ТТ для контроля изоляции вводов. Для второго комплекта защит предусматривается подключение к ТТ со стороны линейного ввода, к сумме токов ТТ в параллельных ветвях нейтрального ввода и к ДТФ.

Первый комплект содержит:

– продольную дифференциальную токовую защиту, которая выполняется на базе функции DIFP для устройства RET 521 и PDIF для устройства RET 670;

– поперечную дифференциальную токовую защиту, которая может быть выполнена на базе функции TOC для устройства RET 521 и PTOC для устройства RET 670. При этом вычитание токов параллельных ветвей производится арифметически внутри устройства;

– УРОВ, которое может быть выполнено на базе функции GF для устройства RET 521 и RBRF для устройства RET 670;

– КИВ, который может быть выполнен на базе функции TEF для устройства RET 521 и PGPF для устройства RET 670.

Второй комплект имеет тот же функциональный состав, за исключением КИВ. Поперечная дифференциальная защита второго комплекта выполняется на базе токов от ДТФ.

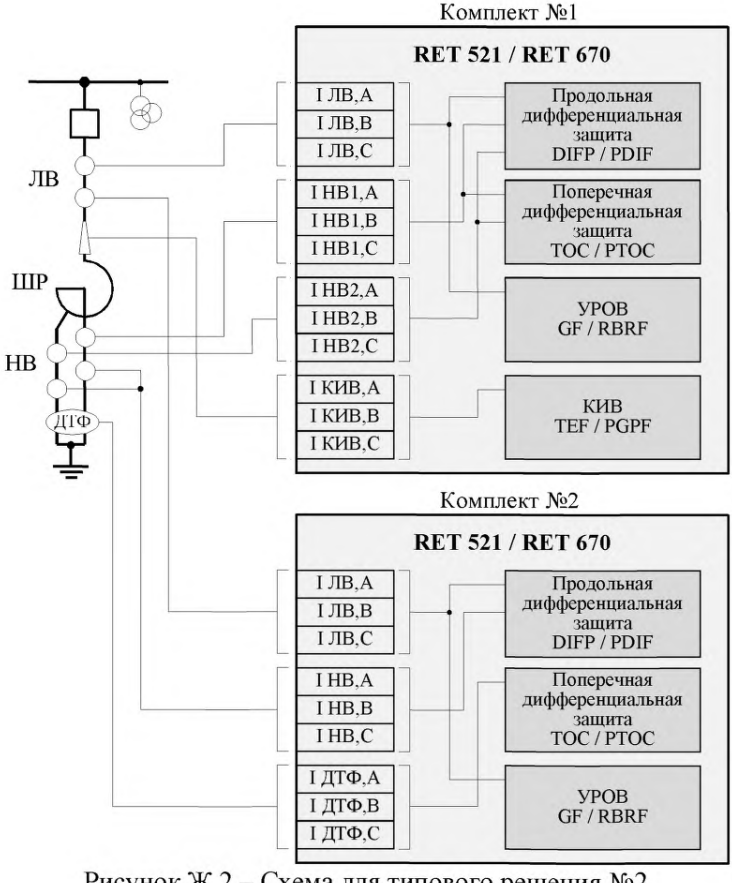


Рисунок Ж.2 – Схема для типового решения №2

Ж.3 Типовое решение №3

Схема подключения устройства к трансформаторам тока и напряжения шунтирующего реактора и набора функций представлена на рисунке Ж.3.

Предусмотрено два комплекта основных и резервных защит реактора.

В соответствии со схемой обоих комплектов защит предусматривается подключение к ТТ со стороны линейного ввода и к ТТ со стороны нейтрального ввода, а для первого комплекта еще и к ТТ для контроля изоляции вводов. Оба комплекта могут быть также подключены к ТН для выполнения ТЗНП направленной.

Первый комплект содержит:

– продольную дифференциальную токовую защиту, которая выполняется на базе функции DIFP для устройства RET 521 и PDIF для устройства RET 670;

– направленная или ненаправленная ТЗНП, которая может быть выполнена на базе функции TEF для устройства RET 521 и PGPF для устройства RET 670. Необходимо учитывать, что ненаправленная ТЗНП, первая ступень которой подключается в стороне ЛВ, а вторая – к стороне НВ, должна быть выполнена с помощью двух функций: TEF1 и TEF2 для RET 521 и PGPF1 и PGPF2 для устройства RET 670. Направленная ТЗНП может быть выполнена на базе одной функции (TEF и PGPF соответственно) с использованием первой и второй (низкой и высокой) ступеней этой функции;

– УРОВ, которое может быть выполнено на базе функции GF для устройства RET 521 и RBRF для устройства RET 670;

– КИВ, который может быть выполнен на базе функции TEF для устройства RET 521 и PGPF для устройства RET 670.

Второй комплект имеет тот же функциональный состав, за исключением КИВ.

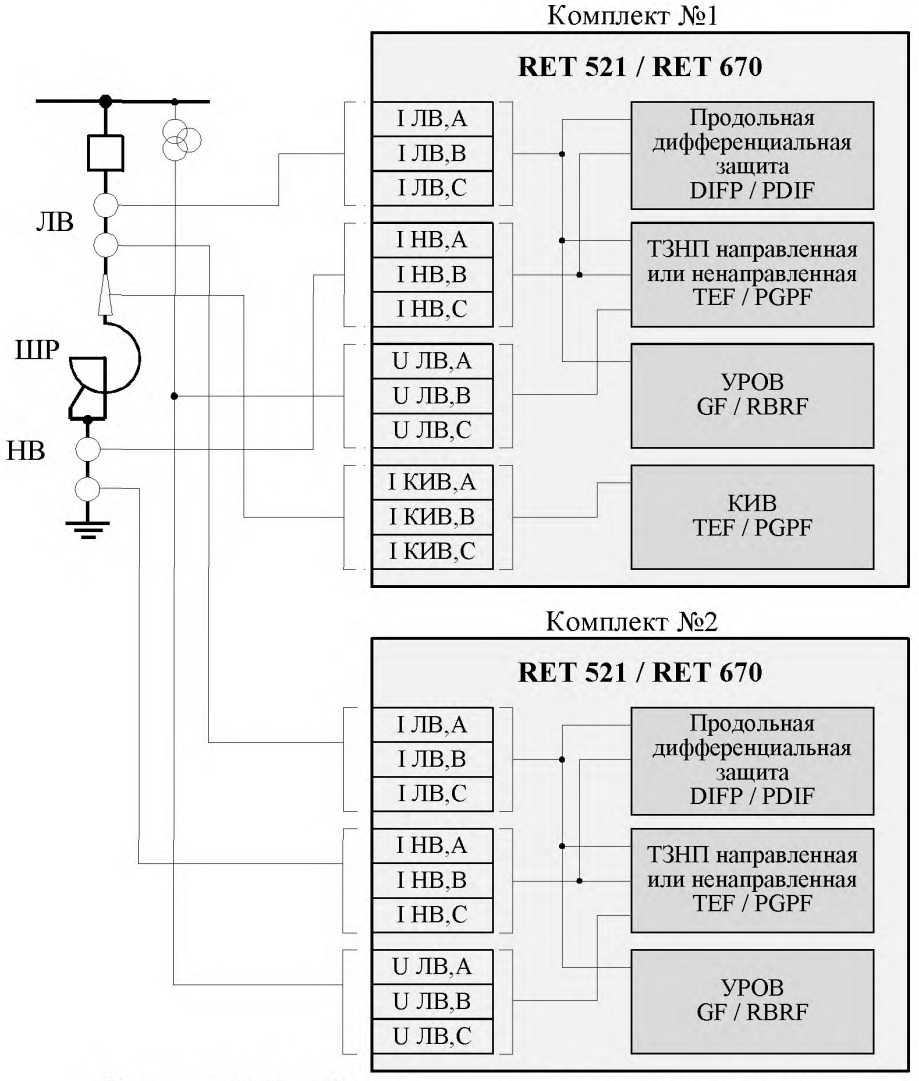


Рисунок Ж.3 – Схема для типового решения №3